

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ATENDER LA DEMANDA  
DE ILUMINACION DE ÁREAS COMUNES Y BAÑOS DEL BLOQUE 1B DE LA  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**

**CRISTIAN ANDRES LÓPEZ OSORIO**

**CÓDIGO: 1088274663**

**GERALDIN MUÑOZ LÓPEZ**

**CÓDIGO: 1088313939**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**

**PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA**

**PEREIRA**

**2015**

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ATENDER LA DEMANDA  
DE ILUMINACION DE ÁREAS COMUNES Y BAÑOS DEL BLOQUE 1B DE LA  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**

**CRISTIAN ANDRES LÓPEZ OSORIO**

**CÓDIGO: 1088274663**

**GERALDIN MUÑOZ LÓPEZ**

**CÓDIGO: 1088313939**

**Trabajo de grado para optar al título de:  
Tecnólogo electricista**

**Ing. OSCAR GÓMEZ CARMONA**

**DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA**

**2015**

Nota de aceptación:

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

Pereira, Risaralda (Noviembre 19 2015)

## DEDICATORIA

*A mi madre Bertha Libia López Marín porque siempre me ha apoyado y ha creído en mí en todo momento, siendo la persona que me ha dado la fuerza para seguir adelante en tantos momentos difíciles de mi vida y la responsable de que hoy en día sea la persona que soy.*

*A mi familia porque siempre han estado a mi lado ayudándome a salir adelante en toda ocasión.*

*Geraldin Muñoz López*

*No podría dedicar más este proyecto que a Dios quien lo propicio todo para que se hiciera realidad dándome el apoyo de mis padres en especial el de mi madre Aracelly Osorio Aguirre, quien me apoyo y me sigue apoyando en todo lo que emprendo en mi vida, más que aprender sobre una disciplina el me permitió ver que de su mano todo es posible y que las cosas más valiosas de la vida las enseña directamente el por eso este triunfo va totalmente dedicado a Dios*

*Agradezco a la fundación volar que a través del programa becas talento de la universidad tecnológica de Pereira me apoyaron en gran parte de mi carrera*

*Cristian Andrés López Osorio*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios, que nos dio la oportunidad de realizar nuestros estudios y culminarlos, por permitirnos haber dado ejemplo de transparencia en todo nuestro proceso educativo.

A nuestros compañeros de estudio y a todos los profesores que hicieron un aporte en el proceso de nuestra formación académica y profesional.

Al Tecnólogo y próximo ingeniero Andrés Felipe Gómez por todo su apoyo y disposición para brindarnos sus conocimientos durante todo el proceso.

Al Ingeniero Oscar Gómez quien como director y profesor nos brindó sus conocimientos y tiempo durante la elaboración del proyecto.

Al Ingeniero Edgar Salazar quien siempre tuvo la mejor disposición para compartirnos la información que necesitamos durante la elaboración del proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

1	OBJETIVOS	13
1.1	OBJETIVO GENERAL	13
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
2	INTRODUCCIÓN	14
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ALTERNA	15
3.1	NORMATIVIDAD	17
3.1.1	RETIE (Sección 20.22 Módulos fotovoltaicos)	17
3.1.2	NTC 2050 (Sección 690.Sistemas solares fotovoltaicos)	18
4	IRRADIACIÓN SOLAR	22
4.1	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	23
4.1.1	Eficiencia de un sistema fotovoltaico	24
4.2	MAPAS DE IRRADIACIÓN SOLAR	24
4.3	IRRADIACIÓN EN LA UNIVESIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA	28
4.3.1	Datos según NASA (EEUU)	28
4.3.2	Estación meteorológica UTP	28
5	CARACTERIZACION DE LA DEMANDA	35
5.1	CÁLCULO DE LA DEMANDA INSTALADA DE ILUMINCIÓN	36
5.1.1	Calculo de la Potencia demandada	36
5.1.2	Calculo de las horas de uso diario.	37
6	ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE CARGA AISLADA CON RESPALDO DE ACUMULADORES.	39
6.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	39
6.1.1	Módulos Monocristalinos de celdas de silicio	39
6.1.2	Módulos policristalinos de silicio	40
6.1.3	Módulos fotovoltaicos de capa fina	41
6.2	ACUMULADORES	41
6.3	REGULADOR	42

6.3.1 Reguladores PWM	43
6.3.2 Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)	43
6.4 INVERSOR	44
6.4.1 Inversor cargador	44
7 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL ALIMENTAR LA ILUMINACIÓN DEL BLOQUE 1B	46
7.1 DIMENSIONAMIENTO CON EL 100% DE LA CARGA INSTALADA	46
7.1.1 Calculo de módulos	46
7.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CON EL 100% DE LA CARGA EN LED 50	
7.2.1 Dimensionamiento de la carga	50
7.2.2 Cantidad de módulos fotovoltaicos	50
8 DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ATENDER ILUMINACIÓN DE ÁREAS COMUNES Y BAÑOS DEL BLOQUE 1B	52
8.1 MEDICIÓN DE ILUMINANCIA GENERAL DE UN SALÓN (SECCIÓN 490.1)	53
8.1.1 Medición de iluminancia promedio, en áreas regulares con luminarias espaciadas simétricamente en dos o más filas.	53
8.1.2 Áreas regulares con luminarias individuales en una sola fila.	54
8.1.3 Datos registrados en el estudio de iluminación.	55
8.2 CALCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA.	66
8.3 CALCULO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	67
8.4 CALCULO INVERSOR	69
8.5 CÁLCULO DEL REGULADOR	70
8.6 CALCULO DE LOS ACUMULADORES	71
8.7 AUTONOMIA DEL SISTEMA	73
8.7.1 Calculo de Autonomía	74
8.8 CALCULO DE LAS PROTECCIONES	76
8.9 CALCULO DE LOS BARRAJES	76

8.10	CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES	77
8.10.1	Conductor del módulo fotovoltaico al barraje 1. Ver Figura 33	77
8.10.2	Conductor del barraje 1 al barraje 2. Ver Figura 33	78
8.10.3	Conductor del banco de acumuladores hasta el barraje 2. Ver Figura 33	78
8.10.4	Conductor barraje 1 al inversor. Ver Figura 33	78
8.10.5	Conductor del lado AC. Ver Figura 33	79
8.11	CÁLCULO DE LA ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA	79
8.11.1	Calculo horas de carga	81
8.12	DIAGRAMA DE CONEXIONES	83
9	ASPECTOS BÁSICOS DE OPERACIÓN	84
9.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	84
9.2	ACUMULADORES	84
9.2.1	Riesgos del electrolito	85
9.2.2	Riesgos eléctricos	85
9.2.3	Riesgos de incendio	85
9.2.4	Mantenimiento básico	86
9.3	REGULADOR	86
9.4	INVERSOR O CONVERTIDOR CD/CA	86
9.5	CONDUCTORES	87
10	POYECCION DEL RETORNO DEL LA INVERSION	88
11	CONCLUSIONES	93
12	BIBLIOGRAFÍA	94
13	ANEXOS	97



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Fotovoltaico aislado de la Red. ....	15
Figura 2. Espectro solar. ....	22
Figura 3. Célula Fotovoltaica [10]. ....	23
Figura 4. Mapa Irradiación solar entrante que alcanza la superficie terrestre promediada durante todo el año [12] .....	24
Figura 5. Ubicación de estaciones meteorológicas [13] .....	26
Figura 6. Radiacion Solar Global promedio [13].....	27
Figura 7. Consola Davis Vantage Pro [15].....	29
Figura 8. Estación meteorológica UTP [15] .....	29
Figura 9. Panel principal consola Davis Vantage Pro. [15].....	31
Figura 10. Radiación mes de enero de 2014.....	32
Figura 11. Determinación de la radiación solar diaria en <b>Wm<sup>2</sup></b> .....	33
Figura 12. Ubicación estación meteorológica UTP.....	34
Figura 13. Plano Arquitectónico Piso 1 edificio 1B. [18] .....	35
Figura 14. Plano Arquitectónico Piso 2 edificio 1B [18] .....	36
Figura 15. Vista superior bloque 1B capacidad máxima de módulos.....	48
Figura 16. Comparación fluorescente vs led [29]. ....	49
Figura 17. Zona seleccionada para el diseño piso 1 [18] .....	52
Figura 18. Zona seleccionada para el diseño piso 2 [18] .....	52
Figura 19. Puntos a evaluar para la iluminación promedio en áreas regulares [30] .....	53
Figura 20. Puntos a evaluar para la iluminación promedio en áreas regulares con iluminarias individuales en una sola fila [30] .....	54
Figura 21. Pasillo 1a piso 1.....	55
Figura 22. Pasillo 1b piso 1 .....	56
Figura 23. Pasillo 2 piso 1 .....	57
Figura 24. Pasillo 3a piso 1 .....	58
Figura 25. Pasillo 3b piso 1 .....	59
Figura 26. Pasillo 1 piso 2.....	60
Figura 27. Pasillo 2a piso 2.....	61
Figura 28. Pasillo 2b piso 2.....	62
Figura 29. Entrada bloque 1b piso 2.....	63
Figura 30. Pasillo 3 piso 2.....	64
Figura 31. Pasillo 4 piso 2.....	65

Figura 32. Vista superior bloque 1B y posición propuesta de los módulos. ....	68
Figura 33 Diagrama de conexiones .....	83

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas e Inconvenientes de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. ....	16
Tabla 2. Estado de los sistemas Fotovoltaicos en Colombia en 1996. ....	17
Tabla 3 Irradiación solar diaria por NASA (EEUU) .....	28
Tabla 4. Irradiación diaria estación meteorológica UTP. ....	33
Tabla 5. Caracterización por sectores del edificio 1B.....	35
Tabla 6. Energía consumida en led en el piso 1.....	37
Tabla 7. Energía consumida por lámpara led en el piso 2. ....	37
Tabla 8. Energía consumida por lámpara fluorescente en el piso 1. ....	38
Tabla 9. Energía consumida por lámpara fluorescente en el piso 2. ....	38
Tabla 10. Resultados de demanda del sistema.....	38
Tabla 11. Características modulo fotovoltaico KD330GX-LFB.....	47
Tabla 12. Carga en iluminación led Piso 1. ....	50
Tabla 13.Carga en iluminación led Piso 2 .....	50
Tabla 14. Iluminación promedio pasillo 1a piso 1.....	55
Tabla 15. Iluminación promedio pasillo 1b piso 1 .....	56
Tabla 16. Iluminación promedio pasillo 2 piso 1. ....	57
Tabla 17. Iluminación promedio pasillo 3a piso 1.....	58
Tabla 18 Iluminación promedio pasillo 3b piso 1.....	59
Tabla 19. Iluminación promedio pasillo 1 piso 2. ....	60
Tabla 20. Iluminación promedio pasillo 2a piso 2.....	61
Tabla 21. Iluminación promedio pasillo 2b piso 2. ....	62
Tabla 22. Iluminación promedio entrada bloque 1B piso 2.....	63
Tabla 23. Iluminación promedio pasillo 3 piso 2. ....	64
Tabla 24. Iluminación promedio pasillo 4 piso 2. ....	65
Tabla 25. Calculo de potencia y energía consumida en el piso 1. ....	66
Tabla 26. Calculo de potencia y energía consumida en el piso 2. ....	67
Tabla 27. Características de inversor OUTBACK. [27].....	69
Tabla 28. Características de regulador MPPT 80 600 Xantrex [25] .....	71
Tabla 29. Criterios de tensión según la potencia.....	71
Tabla 30. Características del acumulador PowerSun 250 solar.....	73

Tabla 31. Autonomía del sistema. ....	75
Tabla 32. Protecciones del sistema. ....	76
Tabla 33. Barrajes del sistema. ....	77
Tabla 34. Conductores para el sistema. ....	79
Tabla 35. Costo kWh por mes. Fuente UTP. ....	88
Tabla 36. Costo de los elementos del sistema. ....	88
Tabla 37. Inflación kWh de 2014 a 2015 .....	89
Tabla 38. Retorno de la inversión .....	91

## **RESUMEN**

El presente proyecto consiste en el diseño de un sistema fotovoltaico para atender la demanda de las áreas comunes y baños del bloque 1B de la Universidad Tecnológica de Pereira. Inicialmente se estudiaron las normas establecidas por el gobierno colombiano para la instalación de sistemas fotovoltaicos; seguidamente se hizo una introducción a los conceptos de irradiación solar, transformación de energía solar a energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos y componentes de un sistema solar fotovoltaico. Con la ayuda de la estación meteorológica de la UTP se obtuvieron los niveles de irradiación en la zona y se identificó el recurso solar disponible, se seleccionaron los equipos necesarios como: módulos fotovoltaicos, reguladores, acumuladores, inversores, conmutadores y protecciones DC y AC; se realizaron estudios de la energía consumida por el área escogida y la optimización de esta para una mejor viabilidad del diseño en términos económicos. Finalmente, se realizaron los cálculos correspondientes para determinar las dimensiones de cada elemento y diseñar el sistema fotovoltaico, se realizó la proyección del retorno de la inversión a 20 años y se presenta una guía básica para el mantenimiento del sistema.

## **1 OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar el sistema fotovoltaico para atender la demanda de iluminación de zonas comunes y baños del edificio 1B de la Universidad Tecnológica de Pereira

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar los requerimientos de la normatividad vigente para el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Determinar la carga de iluminación demandada por el bloque 1B.
- Realizar los estudios de irradiación incidente sobre la superficie de interés.
- Realizar los cálculos necesarios para determinar cada uno de los elementos del sistema (módulos fotovoltaicos, acumuladores, inversores, protecciones, etc.).
- Calcular los costos y tiempo de recuperación de la inversión del sistema fotovoltaico.

## 2 INTRODUCCIÓN

El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común. Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción de 95% en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia. Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del orden de 16 % [1].

En diferentes países del mundo, gracias a la maduración alcanzada en las tecnologías de los dispositivos fotovoltaicos, y la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación local.

Es importante ver en los sistemas fotovoltaicos una tecnológica madura y una opción de gran utilidad práctica para dotar el acceso a la electricidad a cientos de millones de personas. El uso de sistemas fotovoltaicos permite aprovechar algunas de sus características más ventajosas, como es la disponibilidad de una fuente de energía libre y gratuita presente en el mismo lugar del consumo, la flexibilidad y la modularidad de las instalaciones.

Existen tres tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas aislados o sin conexión a la red, sistemas conectados a la red sin Back UP y sistemas interconectados a la red con Back UP de acumuladores.

Las instalaciones solares fotovoltaicas de carga aislada con respaldo de acumuladores tienen la particularidad de trabajar en intercambio con la red eléctrica local. En la práctica, durante las horas de sol el usuario consume la energía solar producida por su propia instalación, mientras que cuando no hay luz solar o ésta no es suficiente, o si el usuario requiere más energía eléctrica de la que la instalación está en grado de proveer, será la red eléctrica la que garantizará el abastecimiento de la energía eléctrica necesaria [2].

Por otro lado, si ocurre que la instalación solar produce más energía que la requerida por el usuario, esa energía solar puede ser cedida a la red. En este caso se habla de transferencia del "excedente" a la red eléctrica local (sistema interconectado).

### 3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED ALTERNA

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son cada vez más habituales en el campo de la electrificación fotovoltaica. El suministro eléctrico con corriente alterna supone una indudable ventaja en términos del servicio proporcionado a los usuarios, ya que éstos pueden acceder a las comodidades del estandarizado y extendido mercado de la red eléctrica convencional. Sin embargo, la incorporación a los sistemas de convertidores DC/AC, o inversores, también entraña algunas complejidades que es necesario tener en cuenta para garantizar el buen funcionamiento de los sistemas y la seguridad de los usuarios [3].

En su forma más básica, un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste de:

**Generador:** Es el modulo fotovoltaico que convierte la radiación solar en energía eléctrica.

**Acumulador:** Son los equipos donde se almacena la energía proveniente de los módulos.

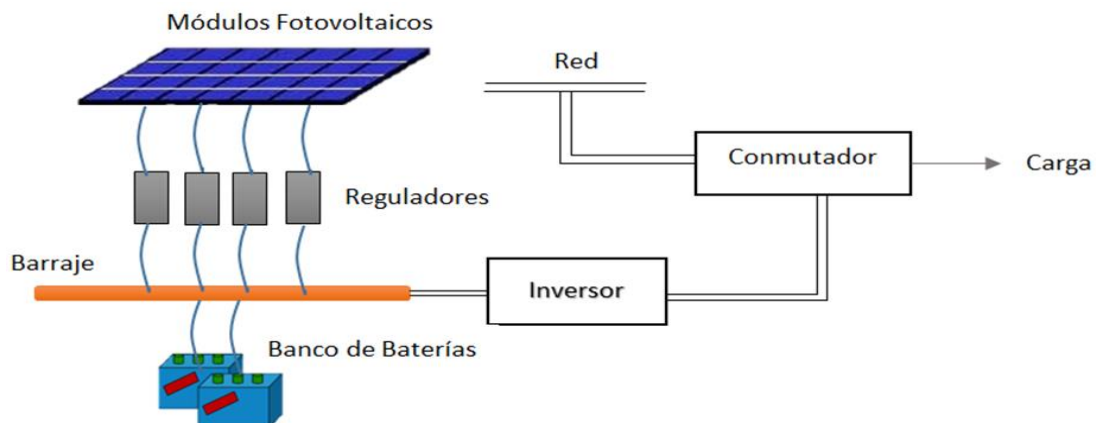
**Regulador:** Es un elemento que controla la energía producida por el modulo, la carga del acumulador, y la energía consumida en los equipos.

**Inversor:** El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna.

**Carga:** los equipos consumidores (lámparas, radios, computadoras, televisores, etc.) que son el destino final de la energía producida por el sistema.

La siguiente figura es un diagrama ilustrativo de la posición y conexiones de un sistema fotovoltaico aislado a la red

**Figura 1. Sistema Fotovoltaiico aislado de la Red.**



A esto añadimos los conductores (que transportan la energía entre los distintos componentes del sistema), los elementos de protección y los interruptores.

Algunas de las ventajas e inconvenientes de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se encuentran en la siguiente tabla

**Tabla 1. Ventajas e Inconvenientes de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.**

<b>Ventajas</b>	<b>Inconvenientes</b>
La radiación solar es una fuente de energía gratuita, renovable y disponible en muchos sitios.	No aptos para instalaciones grandes que tienen una alta demanda de energía.
No hay gastos recurrentes de combustible.	Hay que reemplazar los acumuladores periódicamente debido a los procesos excesivos de carga o descarga.
La operación y el mantenimiento son relativamente sencillos.	El suministro de energía depende de la cantidad de sol disponible.
Se adaptan bien a lugares remotos y pueden ser más económicos que una conexión a la red.	A veces no existe un servicio técnico local especializado en la reparación de equipos.
Se pueden ampliar a futuro.	El coste inicial es alto.
No emiten gases nocivos y su operación es silenciosa.	Los usuarios finales necesitan formación en la gestión y mantenimiento del sistema.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden suministrar energía durante muchos años de forma eficaz y económica. Sin embargo es importante que el dimensionamiento del sistema y su instalación se realicen de forma correcta para que el sistema tenga una larga vida útil. A la vez, los usuarios u operarios tienen que encargarse de la gestión y mantenimiento del sistema para asegurar un buen funcionamiento [4]. En 1996 el INEA conjuntamente con el ministerio de minas y energía público el estudio denominado “Censo, caracterización y grado de satisfacción de los sistemas solares fotovoltaicos instalados en Colombia” en este estudio podemos encontrar el resultado obtenido en cuanto al estado de los sistemas fotovoltaicos instalados en el país para esta fecha [5] :

En la tabla 2 se puede observar que en algunos departamentos se encuentran sistemas fuera de servicio debido a que en el momento los acumuladores se encontraron dañados. También se ve la gran tendencia que existe a instalar



sistemas sin ningún tipo de protección contra descargas eléctricas situación que atenta contra el buen estado de los sistemas conformados por varios módulos y aquellos que son utilizados para mover cercas eléctricas [5].

**Tabla 2. Estado de los sistemas Fotovoltaicos en Colombia en 1996.**

<b>Departamento</b>	<b>Sistemas sin Protección (%)</b>	<b>Sistemas mal Dimensionados (%)</b>
Antioquia	100,0	-
Atlántico	100	-
Bolívar	97,8	4,3
Caldas	100,0	-
Caquetá	100,0	6,7
Casanare	100,0	-
Cauca	100,0	-
Cesar	100,0	7,9
Córdoba	100,0	7,1
Guajira	100,0	20,0
Guaviare	100,0	-
Magdalena	80,0	-
Meta	100,0	38,8
Nariño	100,0	-
Risaralda	100,0	-
Sucre	100,0	-
Valle	91,7	66,7

El presupuesto es casi siempre un limitante en este tipo de sistemas. Sin embargo, si especificas el equipo más económico para un sistema aplicando la economía, será generalmente de mala calidad. Durará poco, y a la final costará más. Evalúa los criterios económicos a corto, mediano y largo plazo [4].

### **3.1 NORMATIVIDAD**

El ICONTEC ha publicado un número relativamente amplio de normas sobre energía solar que tratan sobre sistemas fotovoltaicos, que permiten convertir la energía lumínica (y por tanto solar) en energía eléctrica. Las normas sobre sistemas fotovoltaicos comenzaron a publicarse en 2005. A continuación se presenta un breve resumen de cada norma técnica colombiana, indicando el contenido de las mismas.

#### **3.1.1 RETIE (Sección 20.22 Módulos fotovoltaicos)**

Según la sección 20.22 del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE los módulos fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos

de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado. La instalación eléctrica y el montaje de los módulos deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE [6].

### **3.1.2 NTC 2050 (Sección 690.Sistemas solares fotovoltaicos)**

Las disposiciones de esta sección se aplican a los sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica, incluidos los circuitos eléctricos, unidad o unidades de regulación y controladores de dichos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos a los que se refiere esta sección pueden estar interconectados con otras fuentes de generación de energía eléctrica o ser autónomos y tener o no acumuladores. La salida de estos sistemas puede ser de corriente continua o corriente alterna [4].

#### **A. Generalidades**

Comprende desde la sección 690-1 hasta la 690-5 contiene disposiciones acerca de:

- Alcance de los sistemas fotovoltaicos
- Definiciones referentes a los sistemas fotovoltaicos: Define conceptos como celda solar, circuito de entrada y salida del inversor, modulo, panel, sistema autónomo, inversor, diodo de bloqueo, circuito de entrada del inversor entre otros términos muy generales
- Instalación: Hace anotación acerca de la implementación de los sistemas fotovoltaicos, los conductores de los distintos sistemas, las conexiones de los módulos y la identificación de los diferentes equipos que se van a utilizar en el sistema.
- Detección e interrupción de fallas a tierra: Hace referencia a los conjuntos fotovoltaicos montados en tejados de viviendas deben tener protección contra fallas a tierra para reducir el riesgo de incendio [4].

#### **B. . Requisitos de los circuitos**

Comprende desde la sección 690-7 hasta la 690-9 contiene disposiciones acerca de:

- Tensión máxima: expone sobre la tensión nominal de los circuitos DC, de los circuitos de fuente y de salida fotovoltaica.
- Dimensionamiento y corriente de circuitos: Se presenta la capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de

los dispositivos de protección contra sobre corrientes en un circuito de un sistema solar fotovoltaico.

- Protección contra sobre corriente: dispone que los circuitos de fuentes fotovoltaicas deben estar protegidos contra sobre corriente de modo que brinden protección desde todas las fuentes [4].

### **C. Medios de desconexión**

Comprende desde la sección 690-13 hasta la 690-18 contiene disposiciones acerca de:

- Todos los conductores: se deben instalar medios que desconecten todos los conductores portadores de corriente en una fuente de energía fotovoltaica de todos los demás conductores en una edificación o estructura.
- Desconexión de equipos fotovoltaicos: expone que se deben instalar medios que desconecten equipos como inversores, acumuladores, controladores de carga de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía.
- Interruptores automáticos: los medios de desconexión de los conductores no puestos a tierra deben consistir de uno o varios interruptores automáticos accionables manualmente [4].

### **D. Métodos de alambrado**

Comprende desde la sección 690-31 hasta la 690-34 contiene disposiciones acerca de:

- Métodos permitidos: Hace referencia a los sistemas de alambrado, cables de conductor sencillo, cables y cordones flexibles y a los cables de conductores con sección transversal pequeña
- Interconexión de componentes: Se permite conectar los módulos u otros componentes del conjunto con accesorios y conectores destinados para que queden ocultos una vez montados, si están certificados para dicho uso.
- Conectores: Se presentan los requisitos que deben cumplir los conectores como lo son: configuración, resguardo, tipo, miembro de puesta a tierra e interrupción del circuito [4].

### **E. Puesta a tierra**

Comprende desde la sección 690-41 hasta la 690-47 contiene disposiciones acerca de:

- Puesta a tierra del sistema: hace referencia a la conexión a puesta a tierra del circuito ya que se debe hacer en cualquier punto del circuito de salida fotovoltaico.
- Sección transversal del conductor de puesta a tierra de equipos: debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos [4].

## **F. Rotulado**

Comprende desde la sección 690-51 hasta la 690-52 contiene disposiciones acerca de:

Módulos: expone que los módulos fotovoltaicos deben estar rotulados con la identificación de la polaridad de los cables, la corriente máxima del dispositivo de protección del módulo contra sobre corriente y algunos de sus valores nominales.

- Fuentes de energía fotovoltaica: el instalador debe poner en el lugar de la instalación un rotulo que cuenten con los valores nominales de la instalación [4].

## **G. Conexión a otras fuentes de energía**

Comprende desde la sección 690-61 hasta la 690-64 contiene disposiciones acerca de:

- Pérdidas de tensión del sistema: es importante que la salida de potencia de un inversor de un sistema fotovoltaico que interactúa con otros sistemas eléctricos se debe desconectar de forma automática de todos los conductores no puestos a tierra, cuando halla pérdidas de tensión de los mismos.
- Interconexiones desbalanceadas: muestra las interconexiones para sistemas monofásicos y trifásicos.
- Punto de conexión: a la salida de un generador fotovoltaico se debe conectar del lado del suministro y del lado de la carga [4].

## **H. Acumuladores**

Comprende desde la sección 690-71 hasta la sección 690-74 contiene disposiciones acerca de:

- Instalación: Para realizar la instalación en viviendas se debe tener en cuenta que los acumuladores deben tener sus celdas conectadas de modo

que no puedan funcionar a más de 50 V. Las partes energizadas de los sistemas de acumuladores de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos.

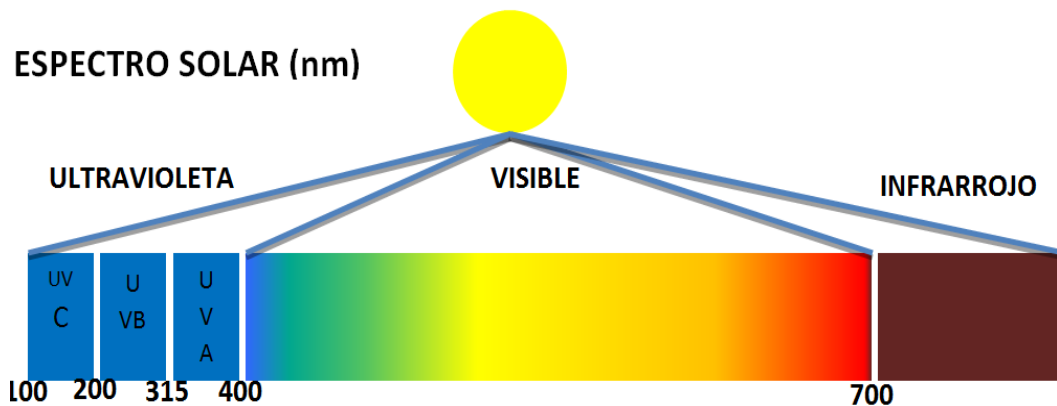
- Estado de carga: Debe instalarse equipos que indiquen el estado de carga de los acumuladores. Todos los medios de ajuste para control del estado de la carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.
- Interconexión de los acumuladores: en los recintos de los acumuladores se permite instalar cables flexibles, para conectar los terminales de los acumuladores a las cajas de unión cercanas [4].

## 4 IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación solar es el flujo de energía que recibimos del sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarroja y ultravioleta). Aproximadamente la mitad de las que recibimos, comprendidas entre 0.4 [μm] y 0.7 [μm], pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que conocemos como luz visible. De la otra mitad, la mayoría se sitúa en la parte infrarroja del espectro y una pequeña parte en la ultravioleta. La porción de esta radiación que no es absorbida por la atmósfera, es la que produce quemaduras en la piel a las personas que se exponen muchas horas al sol sin protección. La radiación solar se mide normalmente con un instrumento denominado piranómetro [7].

La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración. Todas las ondas electromagnéticas se desplazan en el vacío a una velocidad de  $299.792 \left[ \frac{Kw}{s} \right]$ . Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético. El conjunto de las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar [8].

**Figura 2. Espectro solar.**



La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente:

Ultravioleta: 7%

Luz visible: 43%

Infrarrojo: 49%

El resto: 1% [8].

Del 100% de la energía entrante a la tierra son reflejadas al espacio el 6% por la atmosfera el 20% por las nubes y el 4% por la superficie y un 19% son absorbidos por las nubes y gases de la atmosfera de la tierra, lo que nos da un 51% de radiación que llega a la superficie terrestre del cual un 26 % es dispersado por la atmosfera como radiación difusa hacia la superficie y solo un 25% llega directamente a la superficie de la Tierra [8].

#### 4.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

La conversión de la irradiación solar en una corriente de electrones tiene lugar en la célula fotovoltaica, un dispositivo formado por una delgada placa de material semiconductor, a menudo silicio correctamente tratado. Este tratamiento se caracteriza por varios procesos químicos entre los que están los llamados “dopados”. Insertando en la estructura cristalina del silicio impurezas, es decir átomos de boro y fósforo, se genera un campo eléctrico y también se ponen a disposición las cargas necesarias a la formación de la corriente eléctrica. Ésta se crea cuando la célula, cuyas dos caras están conectadas a un aparato eléctrico, está expuesto a la luz. La energía que es posible utilizar depende de las características del material que constituye la célula: la eficiencia de conversión (porcentaje de energía contenida en las irradiaciones solares que es transformada en energía eléctrica disponible a los bornes) de las células al silicio disponibles en el mercado normalmente está comprendido entre el 13% y el 17%, mientras que especiales productos de laboratorio han alcanzado el 32,5%. Prácticamente la típica célula fotovoltaica tiene un espesor total de entre 0,25 y 0,35 [mm] y está constituida por silicio mono o policristalino. Generalmente es de forma cuadrada, tiene una superficie comprendida entre 1 y 1.6 m<sup>2</sup> y produce, con una irradiación de  $1 \left[ \frac{Kw}{m^2} \right]$  a una temperatura de 25°C, una corriente comprendida entre 3 y 7 A, una tensión de aproximadamente 30 V y una potencia correspondiente de 130 - 240 [Wp] Vatio pico [9].

**Figura 3. Célula Fotovoltaica [10].**



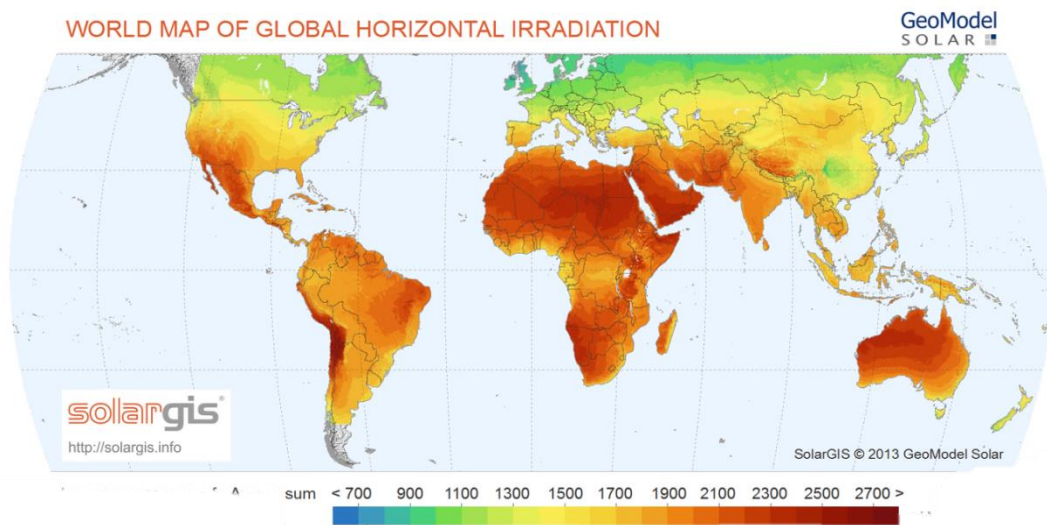
#### 4.1.1 Eficiencia de un sistema fotovoltaico

La eficiencia de un sistema de energía solar cada vez es mayor así como la disminución de su costo, todo esto debido a los avances tecnológicos y a la economía de escala, en realidad la generación de energía a través de celdas fotovoltaicas ya es competitivo con las 16 fuentes convencionales de energía. Con la tecnología actual el retorno de inversión ronda entre los 4 a 5 años sin tomar en cuenta los subsidios y beneficios gubernamentales; cabe mencionar la vida útil de un sistema es aproximadamente de 20 años. La eficiencia de las células varían entre un 6% , estas son basadas en silicio amorfo y llegan hasta un 44%, cuando son basadas en una célula llamada multiunión, las eficiencias en los módulos comerciales basados en silicio mono cristalino o poli cristalino se encuentran en el rango de 14 – 22% [11].

#### 4.2 MAPAS DE IRRADIACIÓN SOLAR

La radiación solar media recibida en superficie, expresada en  $\left[\frac{w}{m^2}\right]$  oscila entre un máximo de unos 2600  $\left[\frac{w}{m^2}\right]$  en las regiones despejadas de nubosidad del Sahara y Arabia, hasta un mínimo de 700  $\left[\frac{w}{m^2}\right]$  en las islas brumosas del Ártico [12].

**Figura 4. Mapa Irradiación solar entrante que alcanza la superficie terrestre promediada durante todo el año [12]**



Estos datos muestran que Colombia está entre 1500  $\left[\frac{w}{m^2}\right]$  y 1900  $\left[\frac{w}{m^2}\right]$  lo que nos indica que se tiene muy buena irradiación solar.

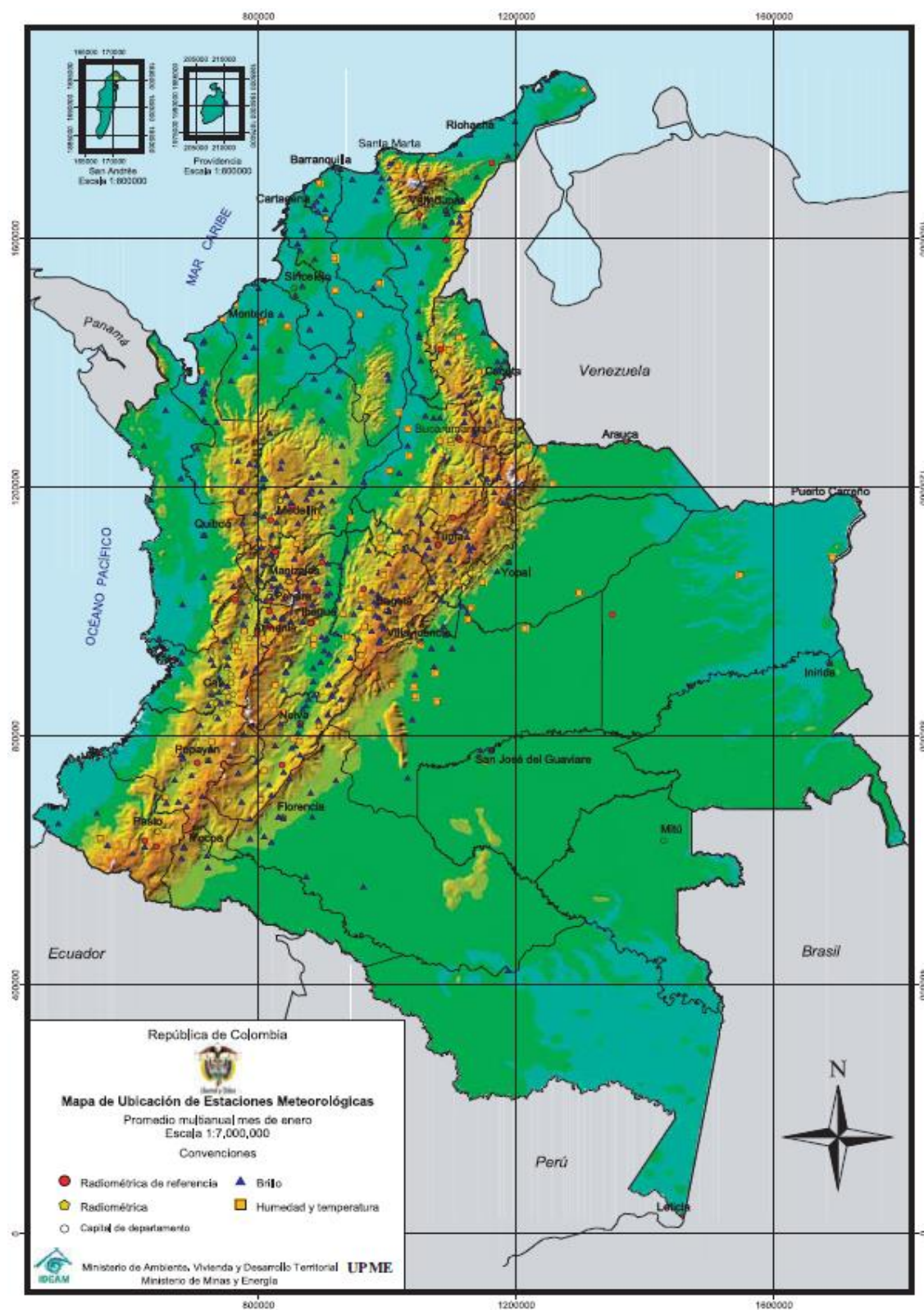
Una colección de 13 mapas –uno para cada mes del año y uno promedio anual– ilustra una aproximación de promedios anuales diarios de la cantidad de energía



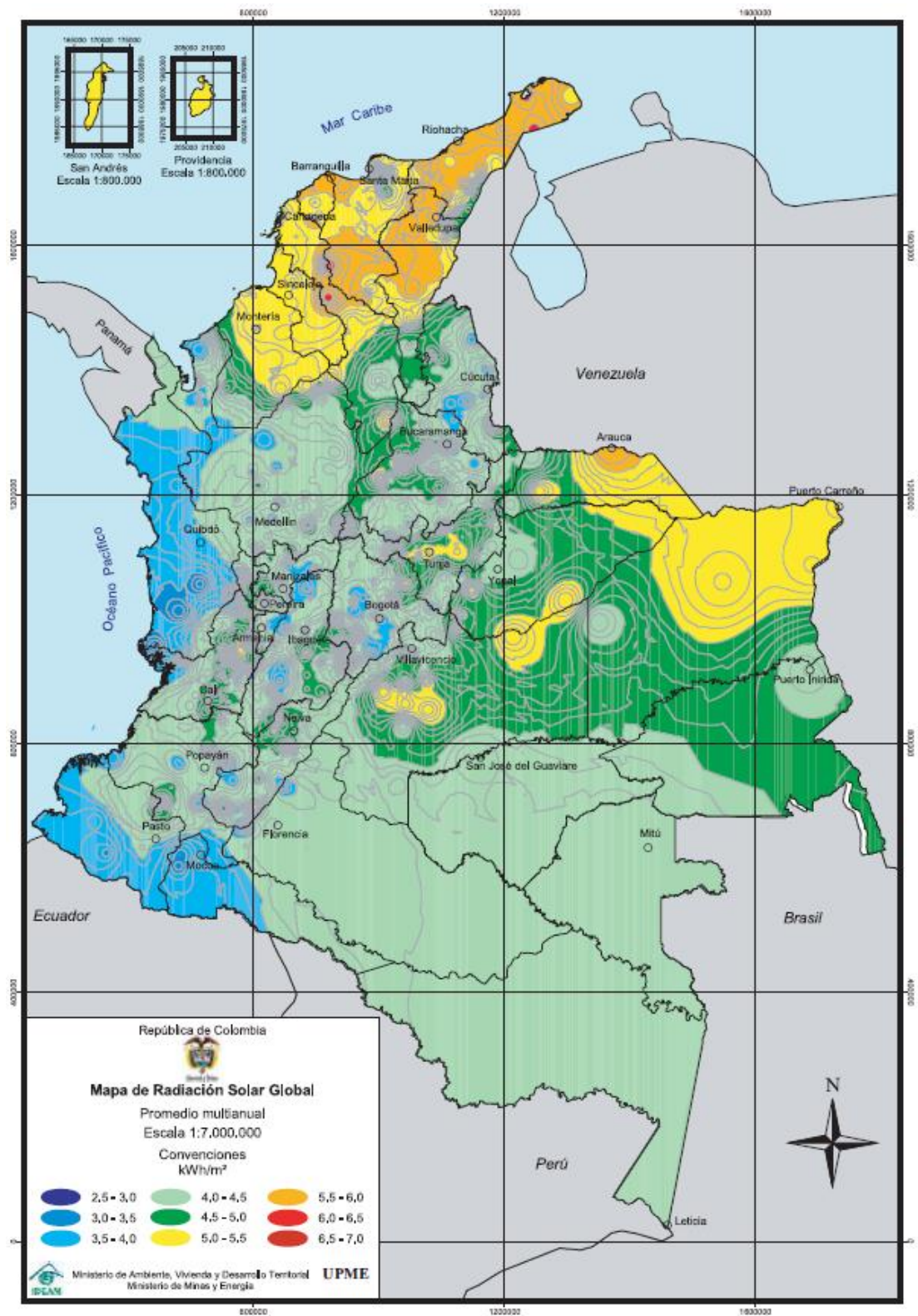
de la irradiación solar que incide por metro cuadrado de superficie horizontal sobre el territorio colombiano [13].

La medida a la intensidad se indica en el mapa mediante convenciones de colores desde el azul oscuro hasta el rojo oscuro. La unidad de la energía utilizada corresponde al kilovatio hora (equivalente a 3.600 kilo-julios) [13].

Figura 5. Ubicación de estaciones meteorológicas [13]



**Figura 6. Radiación Solar Global promedio [13]**



### 4.3 IRRADIACIÓN EN LA UNIVESIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

La radiación en Pereira según la UPME varía entre 4.0 [HPS] y 4.5 [HPS] regularmente, estos datos coinciden con los resultados consultados en la NASA (EEUU) de acuerdo a la latitud y longitud del punto que se ingresaron en la página [14] ; también coinciden con los datos medidos por la estación meteorológica de la UTP.

#### 4.3.1 Datos según NASA (EEUU)

Latitud: 4.796

Longitud: -75.688

HPS = horas pico solares

**Tabla 3 Irradiación solar diaria por NASA (EEUU)**

Mes	Irradiación solar diaria [HPS] [kW*h]
Enero	4.55
Febrero	4.72
Marzo	4.77
Abril	4.52
Mayo	4.52
Junio	4.60
Julio	4.92
Agosto	4.97
Septiembre	4.80
Octubre	4.56
Noviembre	4.44
ODiciembre	4.37
Anual	4.64

#### 4.3.2 Estación meteorológica UTP

Actualmente la Universidad Tecnológica de Pereira cuenta con una estación meteorológica que monitorea permanentemente las condiciones climáticas sobre el campus ubicado específicamente en el Edificio 4.

#### Equipos empleados en la estación

En la toma de datos, cada uno de estos se disponen a ser analizados en la consola maestra DAVIS Vantage Pro 2. Equipo utilizado para múltiples variables, en nuestro caso será analizado la radiación solar.

**Figura 7. Consola Davis Vantage Pro [15]**



**Figura 8. Estación meteorológica UTP [15]**



#### **4.3.2.1 Base Receptora**

Gran monitor de 150x90 [mm] con todos los datos actuales y registrados a la vista. Previsión temperatura interna-externa, índice de calor, punto de rocío, fases de luna, precipitaciones por: minutos, horas, días, meses, años y chubascos. Entre otras, ratio de precipitación en minutos, horas, días y meses. La velocidad del

viento y dirección, sensación térmica, hora y fecha de los sucesos amanecer y atardecer. [16].

### **Evapotranspiracion**

- Mediciones diarias hasta 999 [mm] y anual hasta 1999,9 [mm]
- Precisión: +- 5%
- Resolución: 25 [mm]
- Alarma programable
- Memoria mensual y anual

### **Índice de temperatura, humedad, sol y viento**

- Rango de medición desde -68 °C a 64 °C
- Precisión de +/- 2% • Resolución 1 °C
- Sistema Celsius y Fahrenheit.
- Memoria de valores máximos en periodos de un día o mes. .

### **Irradiación solar**

- Rango de 0 a 1600  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$
- Precisión del 5%
- Resolución 1  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$
- Memoria de valores máximos en periodos de un día o mes.

### **Rangos**

- Temperatura: -40 °C a +65 °C ( $\pm 0.5^\circ$ )
- Humedad: 0 a 100% ( $\pm 3\%$ )
- Presión: 540 a 110 ( $\pm 1.0$  hPa)
- Velocidad del viento: 0,83 a 66,94  $\left[\frac{m}{s}\right]$  ( $\pm 5\%$ )
- Dirección: 0 °C a 360 °C ( $\pm 4^\circ$ )
- Pluviometría: 0 a 9999  $\left[\frac{mm}{d}\right]$

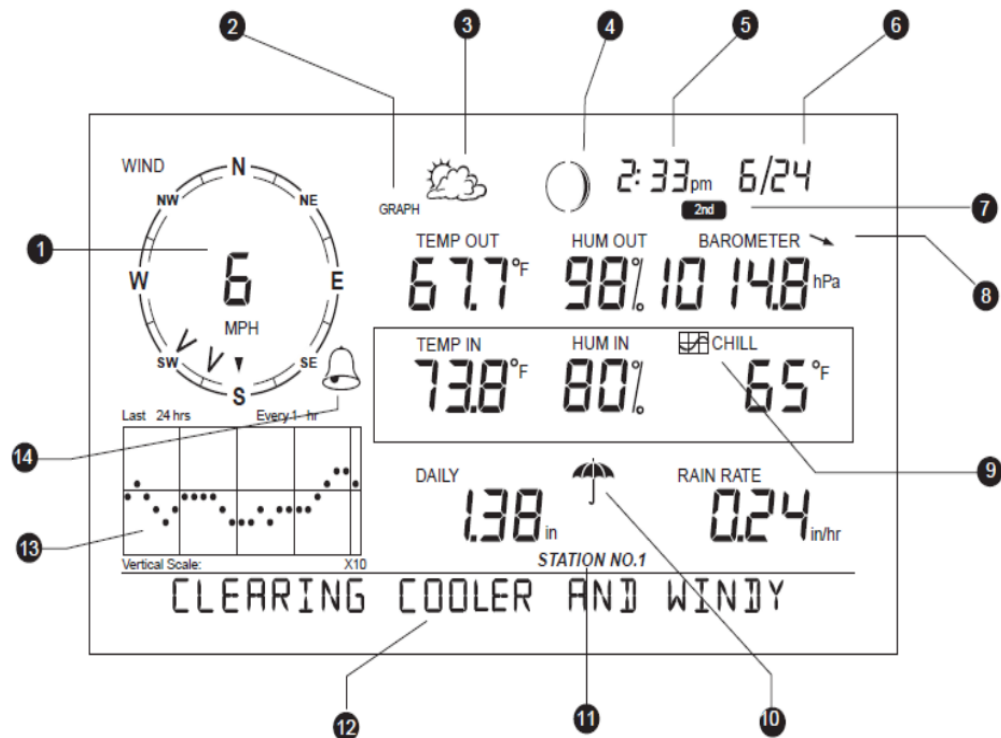
#### **4.3.2.2 Software Weatherlink**

Permite almacenar toda la información registrada por la estación en una base de datos permanente, visualizarla en tiempo real en un ordenador elaborando gráficos e informes detallados, publicarla en Internet y exportarla a la gran mayoría de hojas de cálculo. El Data logger se conecta a la consola de la estación o Weather Envoy y almacena datos incluso cuando el computador no se encuentra



encendido. El intervalo de archivo puede configurarse a 1, 5, 10, 15, 30, 60 o 120 minutos (hasta 213 días de datos dependiendo del intervalo seleccionado. La descarga de datos puede realizarse de forma manual o bien configurar el software para que la efectúe automáticamente cada día a las horas seleccionadas [17].

**Figura 9. Panel principal consola Davis Vantage Pro. [15]**



- |                                  |      |
|----------------------------------|------|
| Rosa de los vientos              | (1)  |
| Modo grafico de máximas y mínima | (2)  |
| Icono de previsión               | (3)  |
| Indicador de fase lunar          | (4)  |
| Hora de salida de sol            | (5)  |
| Fecha puesta de sol              | (6)  |
| Indicador de segunda función     | (7)  |
| Flecha de tendencia Barométrica  | (8)  |
| Icono gráfico                    | (9)  |
| Icono de lluvia actual           | (10) |
| Indicador del número de estación | (11) |
| Teletipo                         | (12) |
| Línea de grafico                 | (13) |

#### 4.3.2.3 Datos obtenidos

Se analizaron los datos de irradiación de cada 5 minutos durante 9 meses comprendidos entre enero y septiembre de 2014.

Con estos datos se calculó el promedio de radiación solar mensual de la siguiente manera:

Se obtuvieron los valores de radiación en términos de energía con un análisis de las áreas bajo la curva generada en los gráficos  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$  vs tiempo.

Se promedió los datos durante cada mes con la ecuación:

$$\text{Irradiación promedio} = \frac{\sum_1^n \text{irradiación} [\text{dia}(i), \text{hora}(h)]}{n} \quad (1)$$

Que es sumar la irradiación en un instante específico más la irradiación en el mismo instante pero del resto de los días del mes y dividir la suma por la cantidad de días.

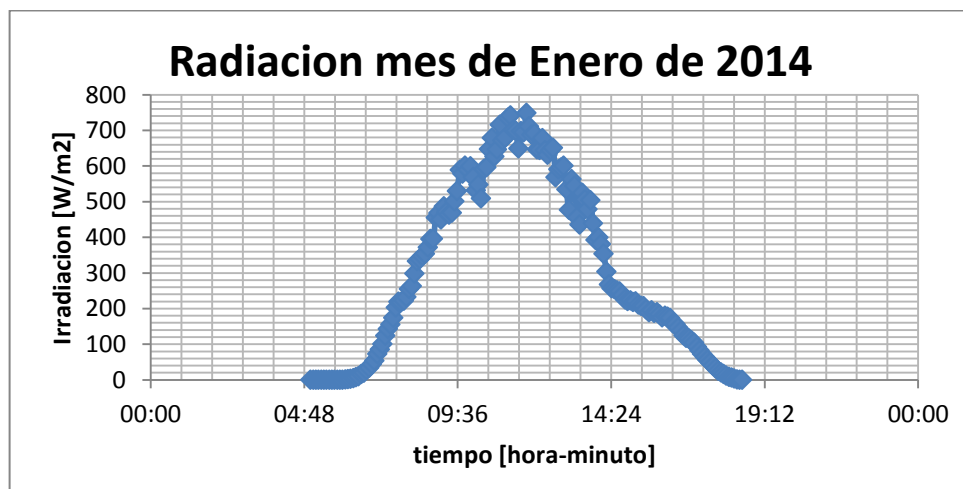
Siendo:

n: número de días en el mes.

h: hora o instante a evaluar.

Usando herramientas informáticas se graficó la radiación del mes de enero que presentó el menor área bajo la curva.

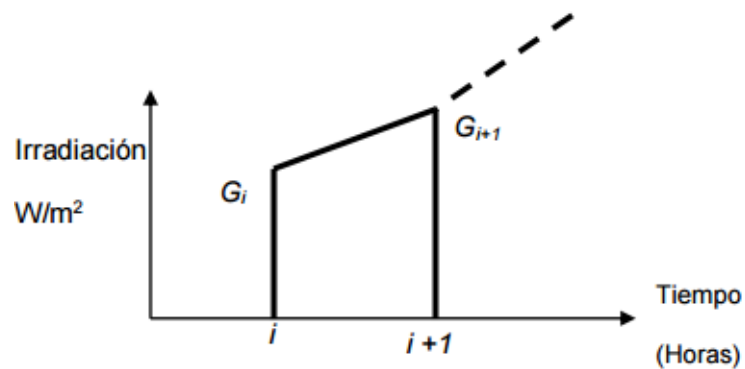
**Figura 10. Radiación mes de enero de 2014**





Para la obtención del valor energético que son las horas pico solares (HPS) mensual es necesario calcular el área bajo la curva. Para ello, se utilizó aproximaciones de áreas trapezoidales punto a punto tal como muestra la Figura 11.

**Figura 11. Determinación de la radiación solar diaria en  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$**



La radiación solar en  $\left[\frac{Wh}{m^2}\right]$  o energía disponible diaria es entonces determinada como el área bajo la curva, esto es:

$$H = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{G_i + G_{(i+1)}}{2} (t_{(i+1)} - t_i) \quad (2)$$

Siendo:

$G_i$ : Dato de Irradiación de la unidad meteorológica en el tiempo  $i$ .

$G_{i+1}$ : Dato de Irradiación de la unidad meteorológica en el tiempo  $i + 1$ .

Los valores registrados en la Figura 10 corresponden al promedio del mes de enero, estos datos se tomaron cada 5 minutos, y en la siguiente tabla se registran los valores obtenidos en HPS (horas pico solares) desde enero hasta el mes de septiembre.

**Tabla 4. Irradiación diaria estación meteorológica UTP.**

Mes	Promedio Radiación [HPS] $\left[\frac{kWh}{m^2} \text{ mes}\right]$
Enero	4.1
Febrero	4.2
Marzo	4.4
Abril	4.5
Mayo	4.1
Junio	4.4
Julio	4.4

Agosto	4.5
Septiembre	4.4

Comparando entre los datos que se obtuvieron en la página de la nasa y los tomados en la facultad de mecánica podemos ver que son aproximados; sin embargo, ya que tenemos datos tomados desde la propia unidad meteorológica de la UTP que esta tan solo a 127,02 m del punto donde se ubicará el panel, trabajaremos con estos.

**Figura 12. Ubicación estación meteorológica UTP.**



Finalmente se tiene que el menor valor de irradiación por mes en horas pico solares, ocurre en el mes de enero con un valor de **4.1 HPS** y por esto será el valor a tener en cuenta para el diseño del sistema fotovoltaico.

## 5 CARACTERIZACION DE LA DEMANDA

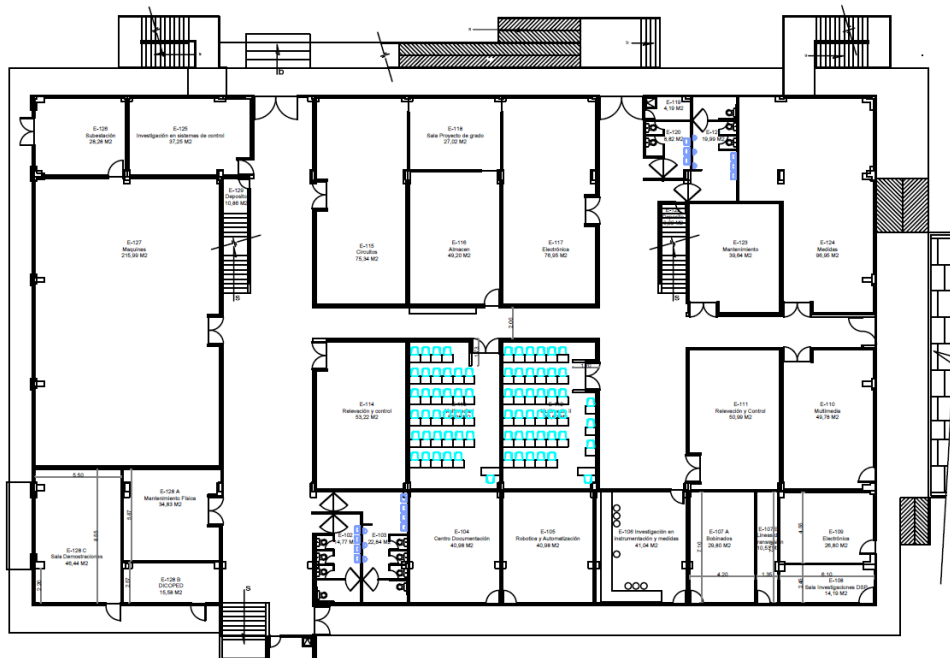
En este capítulo se presenta una breve descripción de las características físicas y de la demanda de iluminación que se encuentra en el bloque 1B de la Universidad Tecnológica de Pereira, que será el área de interés y para la que se diseñará el sistema fotovoltaico.

El bloque 1B de la Universidad Tecnológica de Pereira cuenta con área de 1772,34 m<sup>2</sup> esta área está conformada por dos plantas en donde encontramos:

**Tabla 5. Caracterización por sectores del edificio 1B**

Espacio	Cantidad
Oficinas	62
Aulas de clase	12
Laboratorios	8
Baños	4
Salas de estudio	2
Electrilibro	1
Subestación	1

**Figura 13. Plano Arquitectónico Piso 1 edificio 1B. [18]**



**Figura 14. Plano Arquitectónico Piso 2 edificio 1B [18]**



## 5.1 CÁLCULO DE LA DEMANDA INSTALADA DE ILUMINACIÓN

### 5.1.1 Calculo de la Potencia demandada

Para este cálculo se encontró en el edificio dos tipos de lámparas a considerar:

Fluorescentes = 2 x 32W

Led = 2 x 18 W

El cálculo de potencia total es la suma de la potencia de cada lámpara como lo podemos observar en la siguiente ecuación:

$$P_{\text{total}} (W) = \sum_{i=1}^n \text{potencia de lámpara (i)} \quad (3)$$

Dónde:

n: número de lámparas.

Los resultados obtenidos de  $P_{\text{total}}$  (Potencia total) se encuentran consignados en la tabla número 10.

### 5.1.2 Cálculo de las horas de uso diario.

Se determinó el número de horas de uso diario con base a un censo entre las personas que hacen uso de estas instalaciones y de acuerdo a los niveles de iluminación requeridos tanto en el día como en la noche, teniendo en cuenta la gran incidencia de la iluminación natural durante el día.

Los resultados obtenidos de horas de uso diario se encuentran consignados desde Tabla 6 hasta Tabla 9.

#### 5.1.2.1 Cálculo del consumo de energía del sistema [W.h.día]

Teniendo la potencia y las horas de uso podemos calcular el consumo de energía mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Consumo de energía [W.día]} = \text{Potencia total (W)} \times \text{Horas de uso diario} \quad (4)$$

A continuación se muestra los resultados obtenidos:

**Tabla 6. Energía consumida en led en el piso 1.**

Carga	Salidas de iluminación	Total número de lámparas	Potencia (W)	Potencia total(W)	Horas de uso diario	Energía AC del sistema [W.h.día]
Oficinas	12	24	18	432	8	3.456
Laboratorios	32	64	18	1.152	8	9.216
Áreas Comunes	15	30	18	540	5	2.700
Baños	4	8	18	144	14	2.016
			<b>Total</b>	<b>2.268</b>		<b>17.388</b>

**Tabla 7. Energía consumida por lámpara led en el piso 2.**

Carga	Salidas de iluminación	Total número de lámparas	Potencia (W)	Potencia (W)	Horas de uso diario	Energía AC del sistema [W.h.día]
Oficinas	79	158	18	2.844	8	22.752
Laboratorios	0	0	18	0	8	0
Áreas comunes	25	50	18	900	5	4.500
			<b>Total</b>	<b>3.744</b>		<b>27.252</b>

**Tabla 8. Energía consumida por lámpara fluorescente en el piso 1.**

Carga	Numero de lamparas	Total número de lámparas	Potencia (W)	Potencia total (W)	Horas de uso diario	Energía AC del sistema [W.h.dia]
Aulas de clase	32	64	32	2.048	12	24.576
Oficinas	32	64	32	2.048	8	16.384
Laboratorios	67	134	32	4.288	8	34.304
Taller bobinados	6	12	32	384	4	1.536
Baños	6	12	32	384	14	5.376
Subestación	2	4	32	128	4	512
			<b>Total</b>	<b>9.280</b>		<b>82.688</b>

**Tabla 9. Energía consumida por lámpara fluorescente en el piso 2.**

Carga	Numero de lamparas	Total número de lámparas	Potencia (W)	Potencia (W)	Horas de uso diario	Energía AC del sistema [W.h.dia]
Aulas de clase	62	124	32	3.968	12	47.616
Oficinas	25	50	32	1.600	8	12.800
Electrilibro	4	8	32	256	12	3.072
			<b>Total</b>	<b>5.824</b>		<b>63.488</b>

Para realizar el cálculo de los módulos se deben tener claro el concepto de potencia del sistema y energía AC del sistema. Siendo la primera la potencia disponible para la fuente de carga y la segunda el consumo energético de la carga instalada.

**Tabla 10. Resultados de demanda del sistema.**

Potencia total	21.116 [W]
Energía AC del sistema	190.816 [W.h.dia]

## **6 ELEMENTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE CARGA AISLADA CON RESPALDO DE ACUMULADORES.**

Los sistemas fotovoltaicos se pueden configurar de múltiples formas dependiendo de diversos factores, sin embargo uno de los más importantes es de acuerdo al tipo de instalación, en este proyecto se diseñó un sistema de carga aislada con respaldo de acumuladores, los elementos principales que encontramos en este son:

### **6.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Los módulos fotovoltaicos son sin duda uno de los mejores inventos modernos, además de ser, probablemente, el invento que más contribuye a la ecología. Los módulos fotovoltaicos son módulos que usan la energía que proviene de la irradiación solar, y pueden ser de gran aplicación en el uso doméstico para producir agua caliente, en vehículos solares o para producir electricidad.

Los módulos fotovoltaicos se componen de celdas que convierten la luz solar en electricidad. Dichas celdas se aprovechan del efecto fotovoltaico, mediante el cual la energía luminosa del sol produce cargas positivas y negativas en dos semiconductores próximos de distinto tipo, por lo que se produce un campo eléctrico con la capacidad de generar corriente.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y corresponde a la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$
- Temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$  [19].

#### **6.1.1 Módulos Monocristalinos de celdas de silicio**

Las celdas solares de silicio monocristalino (mono-Si), son bastante fáciles de reconocer por su coloración y aspecto uniforme, que indica una alta pureza en silicio

Las celdas monocristalinas se fabrican con bloques de silicio o ingots, que son de forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento y reducir los costos de cada celda solar monocristalina, se recortan los cuatro lados de los bloques cilíndricos para hacer láminas de silicio, y que les da esa apariencia característica.

Una de las formas más sencillas para saber si tenemos delante un módulo solar monocristalino o policristalino, es que en el policristalino las celdas son perfectamente rectangulares y no tienen esquinas redondeadas [20].

#### **6.1.1.1 Ventajas de los módulos fotovoltaicos monocristalinos**

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos tienen las mayores tasas de eficiencia puesto que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia en estos módulos está por encima del 15% y en algunas marcas supera el 21%.

- La vida útil de los módulos monocristalinos es más larga. De hecho, muchos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años.
- Suelen funcionar mejor que módulos policristalinos de similares características en condiciones de poca luz.
- Aunque el rendimiento en todos los módulos se reduce con temperaturas altas, esto ocurre en menor medida en los policristalinos que en los monocristalinos [20].

#### **6.1.1.2 Desventajas de los módulos monocristalinos**

- Son de alto costo. Valorando el aspecto económico, para uso doméstico resulta más ventajoso usar módulos policristalinos o incluso de capa fina.
- El proceso Czochralski es el usado para la fabricación de silicio monocristalino. Como resultado, se obtienen bloques cilíndricos. Posteriormente, se recortan cuatro lados para hacer las láminas de silicio. Se derrocha una gran cantidad de silicio en el proceso [20].

### **6.1.2 Módulos policristalinos de silicio**

Los primeros módulos fotovoltaicos policristalinos de silicio aparecieron en el mercado en 1981. A diferencia de los módulos monocristalinos, en su fabricación no se emplea el método Czochralski. El silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado. A continuación se enfría y se corta en láminas perfectamente cuadradas [20].

#### **6.1.2.1 Ventajas de los módulos policristalinos**

- El proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos policristalinos es más simple, lo que redundará en menor precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el monocristalino. [20].

#### **6.1.2.2 Desventajas de los módulos policristalinos**

- Los módulos policristalinos suelen tener menor resistencia al calor que los monocristalinos. Esto significa que en altas temperaturas un módulo policristalino funcionará peor que un monocristalino. El calor además puede afectar a su vida útil, acortándola.



- La eficiencia de un módulo policristalino se sitúa típicamente entre el 13-16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los monocristalinos.
- Mayor necesidad de espacio. Se necesita cubrir una superficie mayor con módulos policristalinos que con monocristalinos [20].

### **6.1.3 Módulos fotovoltaicos de capa fina**

El fundamento de estos módulos es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar módulos de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC)

Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia del 7-13%. Debido a que tienen un gran potencial para uso doméstico, son cada vez más demandados [20].

#### **6.1.3.1 Ventajas de los módulos fotovoltaicos de capa fina**

- Se pueden fabricar de forma muy sencilla y en grandes remesas. Esto hace que sean más baratos que los módulos cristalinos
- Tienen una apariencia muy homogénea
- Pueden ser flexibles, lo que permite que se adapten a múltiples superficies.
- El rendimiento no se ve afectado tanto por las sombras y altas temperaturas.
- Son una gran alternativa cuando el espacio no es problema [20].

#### **6.1.3.2 Desventajas de los módulos de capa fina**

- Aunque son muy baratos, por su menor eficiencia requieren mucho espacio. Un panel monocristalino puede producir cuatro veces más electricidad que uno de capa fina por cada metro cuadrado utilizado.
- Al necesitar más módulos, también hay que invertir más en estructura metálica, cableado, etc.
- Los módulos de capa fina tienden a degradarse más rápido que los módulos monocristalinos y policristalinos, por ello los fabricantes también ofrecen menor garantía [20].

## **6.2 ACUMULADORES**

El acumulador es un dispositivo capaz de transformar energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas debidas a la carga y la descarga.

El sentido de la utilización de los acumuladores está en la adaptación de los diferentes ritmos de producción y demanda de energía eléctrica, almacenando

energía en los momentos en los que la producción es mayor que la demanda y cediendo energía en los momentos en que ocurre la situación contraria.

Los acumuladores tienen dos polos, uno positivo (+) y otro negativo (-). Los electrones (de carga negativa) van del polo negativo hacia el polo positivo, es decir, son recogidos por el polo positivo. A no ser que los electrones corran del polo negativo hacia el polo positivo, la reacción química no ocurre. Esto significa que la electricidad solo es generada cuando se conecta una carga [21].

Una manera práctica de clasificar los distintos tipos de acumuladores para sistemas fotovoltaicos disponibles en el mercado es según su composición. Podemos agruparlos en tres grupos principales [22]:

- Acumuladores de Plomo-Ácido Son los acumuladores más populares y los que más años tienen proporcionando energía a sistemas fotovoltaicos. Por lo general admiten variaciones de plomo-calcio y plomo-antimonio. Este tipo de acumuladores tienen bajo costo y pueden ser de libre mantenimiento o de poco mantenimiento como en el caso de los acumuladores húmedos [22].
- VRLA: Sus siglas en inglés indican que están reguladas por una válvula (Valve Regulated Lead Acid), son selladas: no requieren mantenimiento. Este tipo de batería se puede clasificar a su vez en dos modelos: de Gel y AGM (Acido de plomo y manganeso).
- Húmedas: Este tipo de acumuladores es también conocido como “flooded” por su término en inglés) o “líquidas”, porque trabajan con agua destilada. No son selladas y requieren cierto mantenimiento para controlar el nivel del agua. Está diseñada para bajo consumo, pero logra un alto rendimiento y fiabilidad.
- Acumuladores de Níquel-Cadmio. Una de las ventajas de este tipo de acumuladores es su estabilidad y su duración a largo plazo. Requiere poco seguimiento de su funcionamiento: existen versiones selladas que no requieren mantenimiento y versiones abiertas que sí requieren una supervisión periódica [22].
- Acumulador de litio Este tipo de acumulador es más moderno, son ligeros, de menores dimensiones que las de plomo-ácido y han ganado interés en el mercado por su seguridad medioambiental [22].

### **6.3 REGULADOR**

El regulador de la carga tiene la misión de regular la corriente que es absorbida por el acumulador con el fin de que en ningún momento pueda sobrecargarse peligrosamente pero, al mismo tiempo, evitando en lo posible que se deje de

aprovechar la energía captada por los módulos. El regulador debe controlar el tensión, que será una indicación del estado de carga del acumulador y si éste llega a un valor previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia el acumulador [23].

### **6.3.1 Reguladores PWM**

Los reguladores PWM son reguladores sencillos que actúan como interruptores entre las placas fotovoltaicas y el acumulador. Estos reguladores permiten al sistema trabajar a la tensión del acumulador, sin ningún tipo de instalación extra. Por ejemplo, si el acumulador es de 12 V, los módulos cargaran el acumulador con una tensión de 12 V.

Cuando se alcanza la etapa de absorción en la carga del acumulador, el regulador modifica la intensidad de los pulsos, corta varias veces por segundo el contacto entre los módulos y el acumulador, evitando que el acumulador se sobrecargue [24].

#### **6.3.1.1 Ventajas de los reguladores PWM**

- Están contruidos con una tecnología probada desde hace muchos años.
- Son controladores económicos.
- Están disponibles en tamaños de hasta 60 A [25].
- Tienen una vida útil larga, la mayoría tienen un sistema de refrigeración de calor pasiva.

#### **6.3.1.2 Desventajas de los reguladores PWM**

- La tensión nominal debe ser el mismo que el del banco de acumuladores.
- No hay controladores únicos para tamaños por encima de 60 A DC.
- Los más pequeños vienen sin accesorios.
- Tienen una capacidad limitada para el crecimiento del sistema [25].

### **6.3.2 Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)**

Los reguladores MPPT llevan incorporado un seguidor del punto de máxima potencia y un convertidor CC-CC, que transforma una corriente continua de alta tensión a una corriente continua de baja tensión (para cargar el acumulador). A diferencia de los reguladores PWM que trabajan a la tensión del acumulador, los reguladores MPPT lo hacen a la tensión que más conviene. Es decir, en algunos momentos trabajará a la máxima potencia, para sacar la mayor cantidad de energía, o bien limitará la potencia en las fases de absorción y flotación durante la carga del acumulador (evitando sobrecargas) [24].

#### **6.3.2.1 Ventajas de los reguladores MPPT**

- Los controladores de carga ofrecen un potencial de incremento en la eficiencia de carga de hasta un 30 % (típicamente podemos considerar al menos el 15 %).
- Estos controladores ofrecen la posibilidad de colocar módulos en serie a tensiones superiores al banco de acumuladores.
- Las garantías de los controladores de carga MPPT son típicamente mayores que en las unidades PWM.
- Ofrecen mayor sensibilidad para el crecimiento del sistema [25].

#### **6.3.2.2 Desventajas de los reguladores MPPT**

- Los controladores de carga MPPT son más costosos, costando a veces el doble que los PWM.
- Las unidades MPPT son generalmente más grandes en tamaño físico [25].

### **6.4 INVERSOR**

El inversor de tensión es un sistema que convierte la tensión de corriente continua, en una tensión simétrica de corriente alterna, que puede ser de 220V o 120V, dependiendo del país o del uso que se le piense dar a este circuito. La frecuencia del inversor se calibra de acuerdo a la frecuencia usada comúnmente en la zona o país [26].

El inversor se utiliza en infinidad de aplicaciones, que van desde pequeñas UPS para computadores, hasta aplicaciones industriales de alta potencia. Otra gran aplicación de los inversores, es la de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos (que es almacenada en acumuladores), en corriente alterna, para luego ser utilizada en el hogar o la industria rural, reemplazando el servicio de la red pública. También a partir del almacenamiento de energía en bancos de acumuladores, se usa en recreación, aplicaciones náuticas y alimentación de sistemas de comunicaciones [26].

#### **6.4.1 Inversor cargador**

Los inversores cargadores se utilizan para instalaciones mixtas donde tengamos un apoyo externo mediante generador auxiliar o incluso la red [27].

Cada vez es más habitual hacer conexiones a la red eléctrica normal como sistema auxiliar, ahorrando consumo eléctrico en la vivienda. Las instalaciones mixtas garantizan el confort y la seguridad, mientras se ahorra en la factura eléctrica. Además te permiten no depender en su totalidad de la red eléctrica, que en ocasiones también genera problemas [27].

Tendremos en una sola carcasa, un poderoso inversor sinusoidal, un sofisticado cargador de acumuladores con tecnología adaptable y un conmutador de transferencia de CA de alta velocidad [27].

Entre sus muchas funciones, nos permitirá poder arrancar de forma automática un generador eléctrico conmutando entre una la línea del generador y la línea del inversor de forma solapada, sin generar ningún microcorte. Es decir, en el caso que los acumuladores estén bajos, conmuta automáticamente al generador o a la red general, sin notarlo el usuario. Esto nos garantizará que los aparatos no sufrirán ningún corte de electricidad, por lo tanto, el usuario no notará la conmutación entre el inversor y el generador. También es posible substituir la figura del generador por la red actual [27].

## **7 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL ALIMENTAR LA ILUMINACIÓN DEL BLOQUE 1B**

### **7.1 DIMENSIONAMIENTO CON EL 100% DE LA CARGA INSTALADA**

#### **7.1.1 Cálculo de módulos**

Inicialmente se hace la proyección energética teniendo en cuenta la potencia instalada y considerando las pérdidas de los equipos en cada conversión energética, lo que hace que la energía y la potencia proyectada para el sistema fotovoltaico sea la siguiente.

$$\text{Energía DC fotovoltaica (Wh)} = \frac{\text{Energía AC del sistema (Wh)}}{\text{Efic. del regulador} \times \text{Efic. en el inversor}} \quad (5)$$

Energía AC del sistema: 190.816 Wh (Watts-hora)

Eficiencia del regulador: 92%

Eficiencia del inversor: 90%

Energía DC fotovoltaica: 230.454,1063 Wh (Watts-hora)

$$P_{\text{sistema fotovoltaico}}(\text{W}) = \frac{\text{Energía DC del sistema (Wh)}}{\text{HPS mes critico}} \quad (6)$$

HPS (Hora solar pico): 4,1

$P_{\text{sistema fotovoltaico}}$ : 56.208,3186 W

Con la potencia obtenida del sistema fotovoltaico y con la potencia de cada módulo fotovoltaico se calcula el número total de módulos.

Es importante tener en cuenta los siguientes criterios para la selección del módulo fotovoltaico más indicado para nuestra instalación:

- La tensión a la que operará el sistema
- La capacidad real de un módulo fotovoltaico difiere considerablemente de su capacidad ideal, debido a que bajo condiciones reales de operación la cantidad de irradiación que incide sobre las celdas es menor que bajo condiciones ideales.
- Realizar una comparación en cuanto a precios y rendimiento.

Con base a los criterios mencionados anteriormente, se opta por un módulo fotovoltaico marca Kyocera. Esta marca desarrolla y fabrica módulos fotovoltaicos desde hace más de 38 años. Desde entonces, los módulos han sido empleados

para numerosas aplicaciones privadas e industriales, así como para grandes instalaciones fotovoltaicas a nivel mundial. Tiene una amplia gama de productos, que incluye módulos solares desde 36 hasta 60 células.

Los módulos cuentan con una garantía de 10 años en el producto y 25 años en cuanto a potencia (10 años a un 90%, 25 años a un 80%). Gracias a la confiabilidad que representa esta marca se seleccionó un módulo con las siguientes características:

**Tabla 11. Características modulo fotovoltaico KD330GX-LFB**

Módulo	KD330GX-LFB
Tensión nominal (V)	36,4
Potencia máxima (W)	237
Corriente máxima <sub>isc</sub> (A)	7,12
Corriente <sub>soc</sub> (A)	6,52
T <sub>noct</sub> (°C)	45
V <sub>oc</sub> (V)	46,6
PTC (W)	295

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos se tiene en cuenta la potencia del sistema fotovoltaico encontrado en la ecuación (6) y se divide en la potencia máxima de cada módulo.

$$\text{Numero de módulos} = \frac{\text{Potencia del sistema fotovoltaico (W)}}{\text{Potencia Máxima de cada módulo (W)}} \quad (7)$$

Potencia del sistema fotovoltaico: 56.208,3186 W

El modulo escogido tiene una tensión pico de 36,4 V la cual es una tensión permisible por el regulador MPPT escogido, que se encarga de regular está a 24V DC que es la tensión escogida para nuestro sistema.

Potencia máxima de cada módulo: 237 W

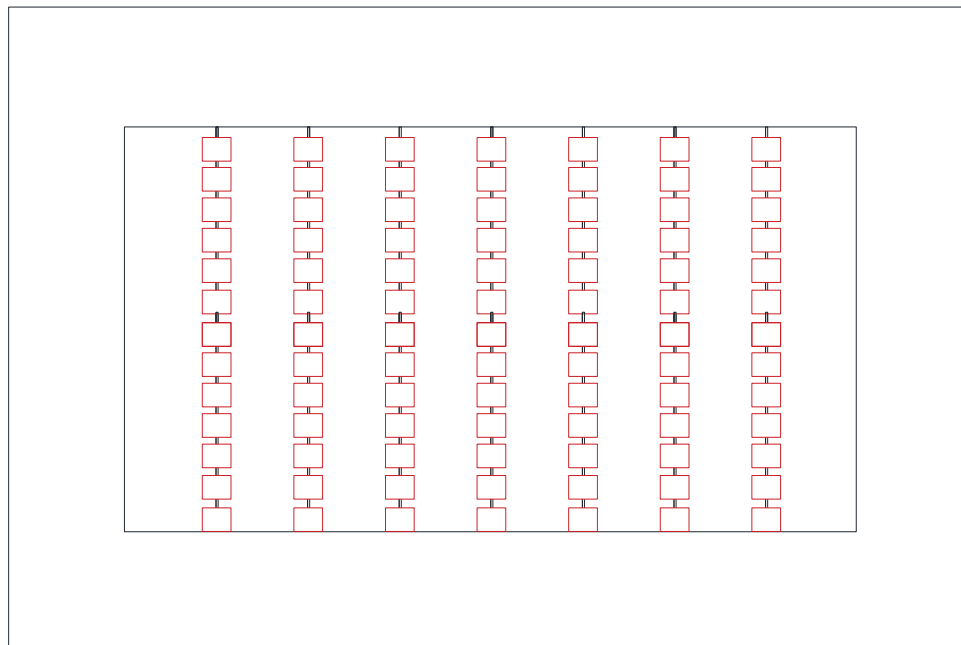
Numero de módulos: 237,165 ≈ 238

Ubicación de los módulos: Paralelo

El número de módulos para el sistema es de 238 los cuales ocuparan un espacio de 395,556 m de largo y 314,16 m de ancho. Esto limita su instalación ya que no se cuenta con el área suficiente.

De esta forma teniendo en cuenta solo las dimensiones de los módulos y el lugar de la ubicación y sin apreciar la capacidad mecánica del edificio, se ubicaron de forma gráfica la cantidad de módulos que en el mejor caso se podrían instalar lo que nos dio una capacidad de 91 módulos como se puede observar en la siguiente figura.

**Figura 15. Vista superior bloque 1B capacidad máxima de módulos.**



El costo de cada módulo es de \$370,64 (dólares) es decir que el costo total del conjunto de módulos será de \$88.212,32 (dólares) que en moneda colombiana sería cerca de \$256.881.332.8 millones de pesos lo cual resulta bastante alto considerando que aún no se han dimensionado los demás componentes del sistema.

La primera opción para volver el proyecto viable en la implementación del sistema fotovoltaico, es considerar que el bloque 1B cambie la iluminación fluorescente aun existente por led y de esta manera disminuir la carga del sistema. Algunas de las ventajas de este cambio serían:

- Ahorro monetario significativo
- Cuidado del medio ambiente
- Vida útil: los LEDs duran 50 veces más que las incandescentes o 10 veces más que la lámpara fluorescente compacta



- Eficientes: 9 veces más que las incandescentes; 1/2 lámpara fluorescente compacta
- Libre mercurio y tóxicos
- Son reciclables
- Sin luz ultravioleta ni infrarroja
- Luz fría
- Resistencia a vibraciones o golpes
- Encendido instantáneo y sin pestañeo
- Luz unidireccional
- Diseño único
- Espectro cromático
- Reduce el cansancio visual
- Excelente para áreas remotas y energía renovable\_[28]

**Figura 16. Comparación fluorescente vs led [29].**

	Fluorescente	LED
<i>Contiene Mercurio y metales pesados</i>	SI	NO
<i>Usa cebador</i>	SI/NO(HFP)	NO
<i>Usa balastro</i>	SI	NO
<i>Genera energía reactiva</i>	SI	NO
<i>Consume con tubo fundido</i>	SI	NO
<i>Potencia tubo 60cms</i>	18W	9W
<i>Potencia tubo 120cms</i>	36W	18W
<i>Potencia tubo 150cms</i>	58W	22W
<i>Consumo balastro/driver 1x60cms</i>	3W-7W	1W
<i>Consumo balastro/driver 1x120cms</i>	5W-7W	2W
<i>Consumo balastro/driver 1x150cms</i>	7W-11W	3W
<i>Emite infrarrojos (IR)</i>	Si	NO
<i>Emite ultravioletas (UV)</i>	Si	NO
<i>Temperatura de superficie</i>	80°	40°
<i>Rango de temperatura de trabajo</i>	de 5° a 45°	de -20° a 60°
<i>Peligro por rotura</i>	SI	NO
<i>Tensión de trabajo</i>	240V	12V
<i>Riesgo eléctrico</i>	SI	NO
<i>Vida útil (en horas)</i>	6.000/17.000	50.000
<i>Vida media</i>	8.000/19.000	80.000
<i>Oscurece techos / decolora</i>	SI	NO
<i>Produce parpadeo durante el uso</i>	SI	NO
<i>Encendido instantaneo</i>	NO	SI
<i>Encendido a plena luminosidad</i>	NO	SI
<i>Sobre consumo por encendidos múltiples</i>	SI	NO
<i>Degradación lumínica por cada 3.000 horas</i>	30%	2%

## 7.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA CON EL 100% DE LA CARGA EN LED

### 7.2.1 Dimensionamiento de la carga

**Tabla 12. Carga en iluminación led Piso 1.**

Carga	Numero de lámparas	Total número de lámparas (W)	Potencia (W)	Potencia total(W)	Horas de uso diario	Energía del sistema [W.h.dia]
Aulas de clase	32	64	18	1.152	12	13.824
Oficinas	44	88	18	1.584	8	12.672
Laboratorios	99	198	18	3.564	8	28.512
Áreas comunes	15	30	18	540	5	2.700
Baños	10	20	18	360	14	5.040
Taller bobinados	6	12	18	216	4	864
Subestación	2	4	18	72	4	288
			<b>TOTAL</b>	<b>7.488</b>		<b>63.900</b>

**Tabla 13.Carga en iluminación led Piso 2**

Carga	Numero de lámparas (W)	Total número de lámparas (W)	Potencia (W)	Potencia (W)	Horas de uso diario	Energía del sistema [W.h.dia]
Áreas comunes	25	50	18	900	5	4.500
			<b>TOTAL</b>	<b>900</b>		<b>4.500</b>

### 7.2.2 Cantidad de módulos fotovoltaicos

El cálculo del número de módulos de hace con base al procedimiento planteado anteriormente y con el panel de las mismas características obteniendo los siguientes resultados:

Energía AC del sistema: 126.864 Wh

Energía DC fotovoltaica: 153.217,3913 Wh

Potencia del sistema fotovoltaico: 37.370,09544 W

Teniendo el valor de la potencia del sistema fotovoltaica y de cada módulo que es de 237W se calcula el número total de módulos para el sistema.

Numero de módulos:  $157,679 \approx 158$

Ubicación de los módulos: Paralelo

El número de módulos para el sistema es de 158 observando una reducción de 80 módulos con respecto al resultado que se obtuvo diseñando el sistema con el tipo de lámparas existentes actualmente en el bloque 1B.

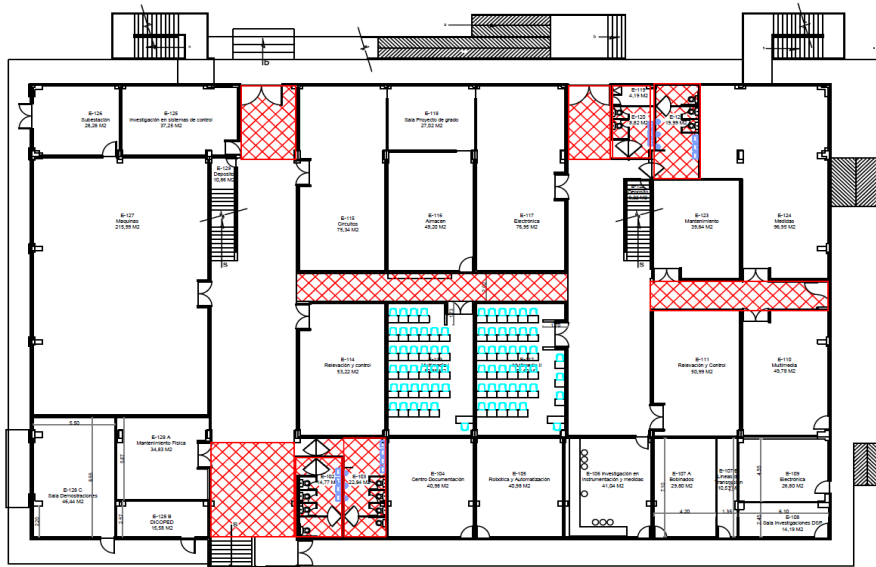
Estos 158 módulos ocuparan un espacio de 262,596 m de largo y 208,56 m de ancho. Esto limita su instalación que no se cuenta con el área para la instalación de los mimos.

El costo de cada módulo es de \$370,64 (dólares) es decir que el costo total del conjunto de módulos será de \$58.561,12 (dólares) que en moneda colombiana seria cerca de \$170.534.666.3 millones de pesos, a pesar de una reducción de \$86.346.666,47 el costo resulta bastante alto considerando que aún no se han dimensionado los demás componentes del sistema.

## 8 DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ATENDER ILUMINACIÓN DE ÁREAS COMUNES Y BAÑOS DEL BLOQUE 1B

Estratégicamente fue seleccionada un área para el diseño del sistema fotovoltaico procurando que fuera viable para la universidad tecnológica de Pereira la; esta área se escogió teniendo en cuenta zonas comunes y baños las cuales son áreas con alto consumo energético. Estas se pueden ver demarcadas con líneas de color rojo en las siguientes imágenes:

**Figura 17. Zona seleccionada para el diseño piso 1 [18]**



**Figura 18. Zona seleccionada para el diseño piso 2 [18]**



Inicialmente se identificó las horas de operación de las lámparas que se van a alimentar. Para esto, se tomaron medidas con el fin de determinar el tiempo de operación de estas lámparas.

Estas mediciones se hicieron con base en lo establecido por el reglamento técnico de iluminación y alumbrado público RETILAP [30] en su sección 490, que hace referencia a los procedimientos para las mediciones fotométricas en iluminación y que se muestra a continuación:

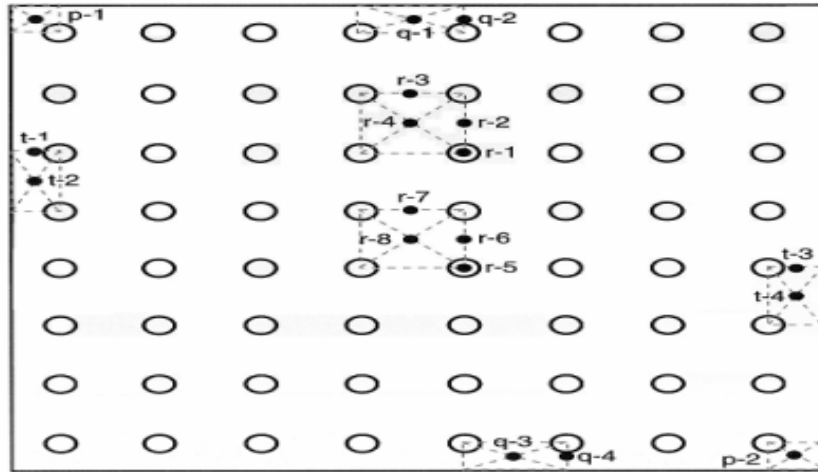
## 8.1 MEDICIÓN DE ILUMINANCIA GENERAL DE UN SALÓN (SECCIÓN 490.1)

Para las mediciones, el área debe ser dividida en cuadrados y la iluminancia debe ser medida en el centro de cada cuadrado a la altura del plano de trabajo. Para tomar las lecturas, el sensor del luxómetro se debe colocar en el plano de trabajo, si no se especifica este parámetro, se considera un plano imaginario de trabajo de 0,75 m, sobre el nivel del suelo para trabajos sentados y de 0,85 m para trabajos de pie. Esto se puede lograr por medio de un soporte portátil sobre el cual se coloca el sensor.

Según el tipo de área se tomaron dos casos:

### 8.1.1 Medición de iluminancia promedio, en áreas regulares con luminarias espaciadas simétricamente en dos o más filas.

**Figura 19. Puntos a evaluar para la iluminación promedio en áreas regulares [30]**



La iluminancia promedio del salón se calcula como:

$$E_{\text{PROM}} = R(N-1)(M-1) + Q(N-1) + T(M-1) + \frac{P}{NM} \quad (8)$$

Dónde:

$E_{\text{PROM}}$ : Iluminancia promedio

N Número de luminarias por fila.

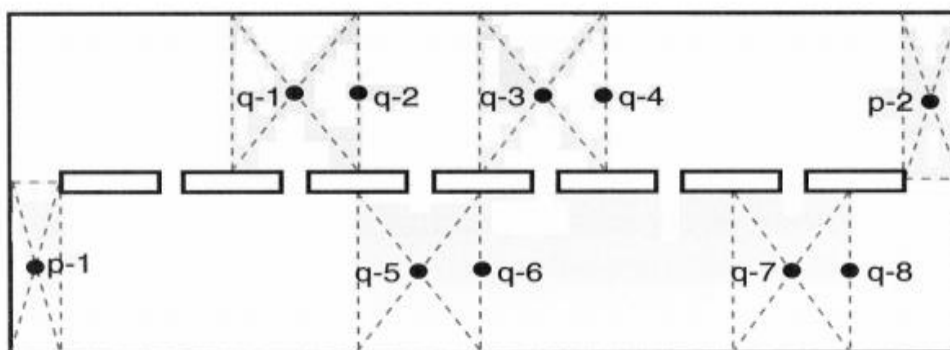
M Número de filas.

El procedimiento para realizar la medición es el siguiente:

- Se toman lecturas en los puntos r-1, r-2, r-3 y r-4 para una cuadrícula típica interior. Se repite a los puntos r-5, r-6, r-7 y r-8 para una cuadrícula típica central, promedie las 8 lecturas. Este es el valor R de la ecuación de la iluminancia promedio.
- Se toman lecturas en los puntos q-1, q-2, q-3, y q-4, en dos cuadrículas típicas de cada lado del salón. El promedio de estas cuatro lecturas es el valor Q de la ecuación de la iluminancia promedio.
- Se toman lecturas en los puntos t-1, t-2, t-3, y t-4 en dos cuadrículas típicas de cada final del salón, se promedian las cuatro lecturas. Este es el valor T de la ecuación de la iluminancia promedio.
- Se toman lecturas en los puntos p-1, p-2, en dos cuadrículas típicas de las esquinas, se promedian las dos lecturas. Este es el valor P de la ecuación de la iluminancia promedio.
- Se determina la iluminancia promedio en el área utilizando la ecuación de  $E_{\text{PROM}}$ .

### 8.1.2 Áreas regulares con luminarias individuales en una sola fila.

**Figura 20. Puntos a evaluar para la iluminación promedio en áreas regulares con luminarias individuales en una sola fila [30]**



La iluminancia promedio del salón se calcula como:

$$E_{\text{PROM}} = Q(N-1) + \frac{P}{N} \quad (9)$$

Dónde:

$E_{\text{PROM}}$ : Iluminancia promedio

N: Número de luminarias.

El procedimiento para realizar la medición es el siguiente:

Se toman lecturas en los puntos q-1, hasta q-8, en cuatro cuadrículas típicas, localizadas dos en cada lado del área. Se promedian las 8 lecturas. Este es el valor de Q de la ecuación de la iluminancia promedio.

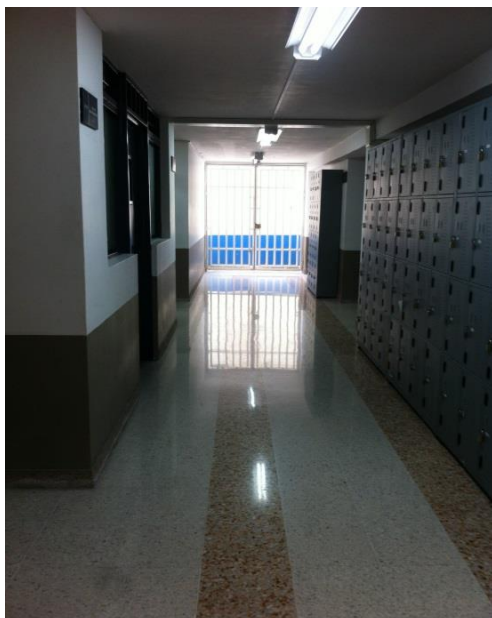
Se toman lecturas en los puntos p-1, y p-2, para dos cuadrículas típicas de las esquinas. Se promedian las 2 lecturas. Este es el valor P de la ecuación de la iluminancia promedio.

Se determina la iluminancia promedio en el área utilizando la ecuación de  $E_{\text{PROM}}$ .

### 8.1.3 Datos registrados en el estudio de iluminación.

Para el estudio de iluminación se registraron datos en la zona escogida para el diseño y se muestra en las siguientes figuras, imágenes que corresponden a cada área estudiada con su respectiva tabla de resultados.

**Figura 21. Pasillo 1a piso 1.**



**Tabla 14. Iluminación promedio pasillo 1a piso 1.**

Pasillo 1 a			
p1	79		
p2	99		
q1	38		
q2	15		
Q	N	P	E promedio
26.5	2	89	<b>71</b>

**Figura 22. Pasillo 1b piso 1**



**Tabla 15. Iluminación promedio pasillo 1b piso 1**



Pasillo 1 b			
p1	87		
p2	2230		
q1	22		
q2	17		
q3	21		
q4	45		
q5	15		
q6	66		
Q	N	P	E promedio
31	5	1158.5	<b>355.7</b>

**Figura 23.Pasillo 2 piso 1**



**Tabla 16. Iluminación promedio pasillo 2 piso 1.**

Pasillo 2
-----------

p1	19,3		
p2	3960		
q1	650		
q2	1437		
Q	N	P	E promedio
1043.5	2	1989.65	<b>2038.325</b>

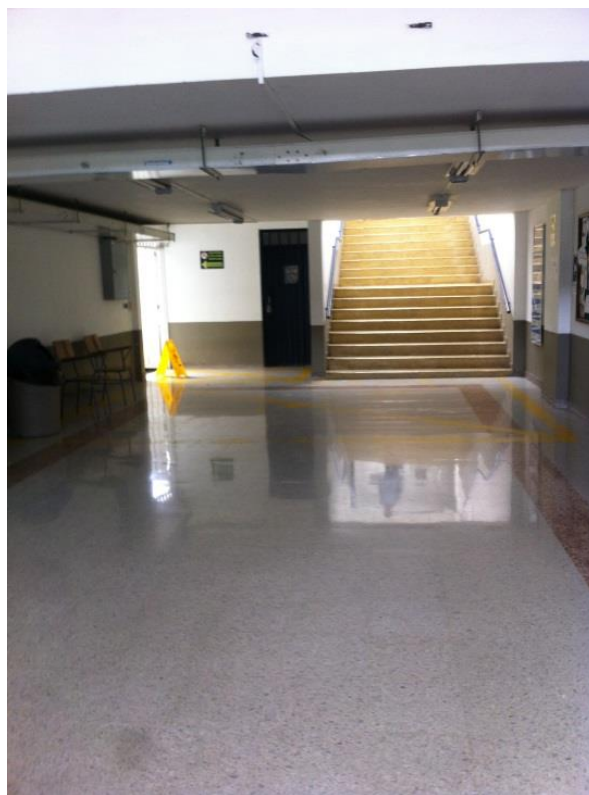
**Figura 24. Pasillo 3ª piso 1**



**Tabla 17. Iluminación promedio pasillo 3a piso 1.**

Pasillo 3 a			
p1	273		
p2	2610		
q1	710		
q2	1180		
Q	N	P	E promedio
945	2	1441.5	<b>1665.75</b>

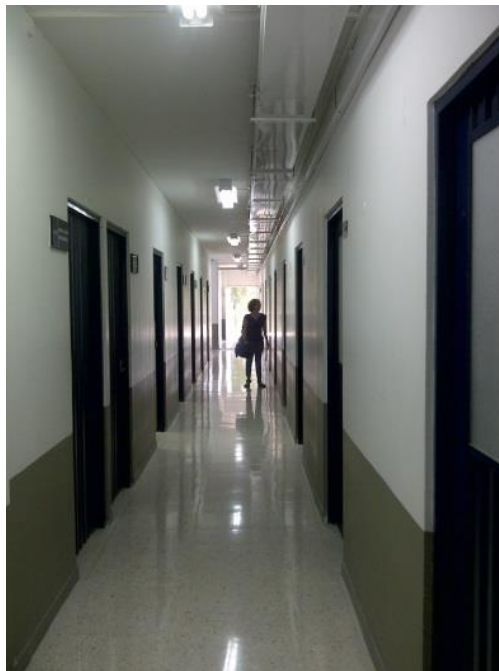
**Figura 25. Pasillo 3b piso 1**



**Tabla 18 Iluminación promedio pasillo 3b piso 1.**

Pasillo 3 b						
p1	490					
q1	81					
q2	80					
r1	94					
r2	95					
r3	115					
r4	116					
P	Q	R	N	M	T	E promedio
490	80.5	105	4	0	0	<b>731.5</b>

**Figura 26. Pasillo 1 piso 2.**



**Tabla 19. Iluminación promedio pasillo 1 piso 2.**

Pasillo 1			
q1	22	p1	980
q2	210	p2	5
q3	35		
q4	14		
q5	12		
q6	7		
q7	5		
q8	5		
Q	N	P	E promedio
38.75	7	492.5	<b>302.8571</b>

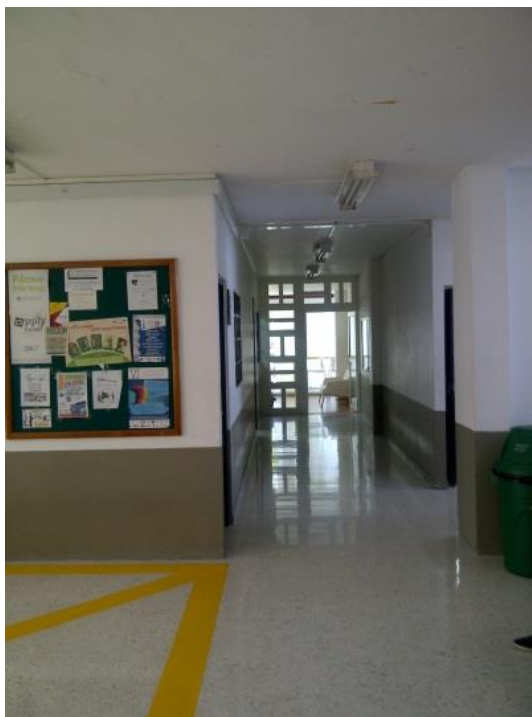
**Figura 27. Pasillo 2a piso 2.**



**Tabla 20. Iluminación promedio pasillo 2a piso 2.**

Pasillo 2 a			
q1	5	p1	5
q2	44	p2	259
q3	103		
q4	50		
q5	11		
q6	16		
q7	14		
Q	N	P	E promedio
34.71429	6	132	<b>195.5714</b>

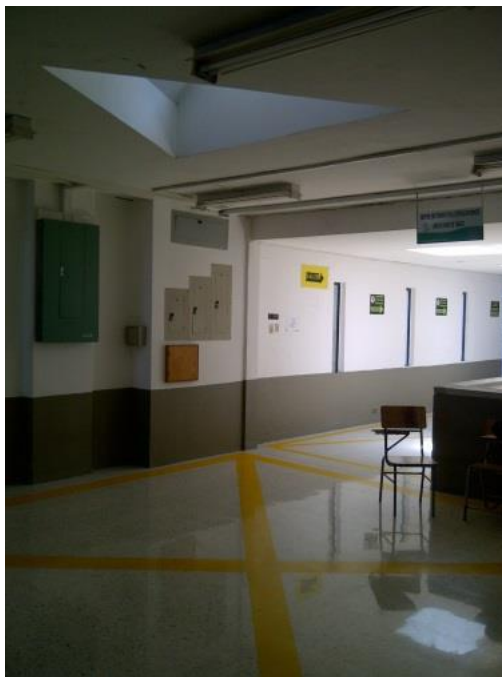
**Figura 28. Pasillo 2b piso 2**



**Tabla 21. Iluminación promedio pasillo 2b piso 2.**

Pasillo 2 b			
q1	50	p1	259
q2	63	p2	233
q3	43		
q4	150		
Q	N	P	E promedio
76.5	3	246	<b>235</b>

**Figura 29. Entrada bloque 1b piso 2.**



**Tabla 22. Iluminación promedio entrada bloque 1B piso 2.**

Entrada bloque 1B						
r1	230	p1	1220			
r2	420	p2	260			
r3	720					
r4	430					
R	N	M	Q	T	P	E promedio
450	4	2	0	0	740	<b>731.5</b>

**Figura 30. Pasillo 3 piso 2.**

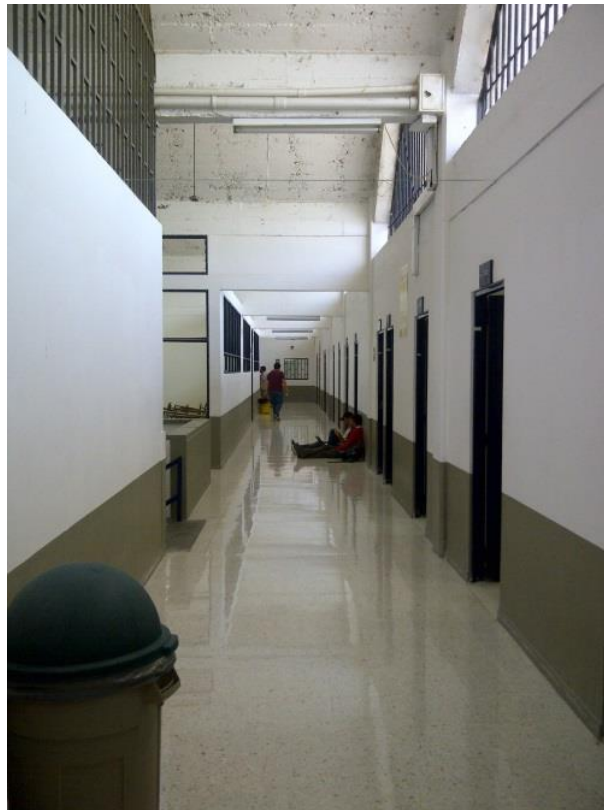


**Tabla 23. Iluminación promedio pasillo 3 piso 2.**



Pasillo 3	
p1	620
p2	335
p3	323
p4	600
E promedio	
<b>469.5</b>	

**Figura 31. Pasillo 4 piso 2.**



**Tabla 24. Iluminación promedio pasillo 4 piso 2.**

Pasillo 4			
q1	940	p1	650
q2	900	p2	870
q3	790		
q4	510		
Q	N	P	E promedio
785	5	760	<b>780</b>

De acuerdo a los valores de iluminancia promedio ( $E_{PROM}$ ) obtenidos en cada una de las áreas en las que se realizó el estudio de iluminación se puede observar que se cumple con los niveles requeridos por el RETILAP en el numeral 410.1 en el cual se especifica que en áreas de circulación, corredores el nivel de iluminación mínimo es de 50 lx, medio 100 lx y máximo 150 lx. Los cuales se cumplen de manera satisfactoria para estas áreas por lo tanto no se hace necesario el uso de las salidas de iluminación durante el día. Como conclusión en el edificio no hace un uso racional de la energía por lo que el sistema será diseñado para atender la demanda de iluminación de áreas comunes en horas nocturnas y baños considerando el consumo actual.

## 8.2 CALCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA.

Para realizar los cálculos de la potencia y la energía del sistema, se hace un conteo de las salidas de iluminación existentes y de su consumo de potencia en watts (W).

Luego se hace el cálculo de la potencia que consumen; para esto se multiplica el número de salidas por dos y posteriormente por la potencia de cada tubo.

Para el caso de la energía del sistema se toma la potencia ya calculada y se multiplica por las horas de uso diario, las cuales se obtuvieron en el estudio de niveles de iluminación realizado.

**Tabla 25. Calculo de potencia y energía consumida en el piso 1.**

Carga	Numero de lámparas	Total número de lámparas	Potencia (W)	Potencia total (W)	Horas de uso diario	Energía del sistema [W.h.dia]
Áreas comunes	15	30	18	540	5	2.700
Baños	10	20	18	360	8	2.880
			<b>Total</b>	<b>900</b>		<b>5.580</b>

**Tabla 26. Calculo de potencia y energía consumida en el piso 2.**

Carga	Numero de lámparas	Total número de lámparas (W)	Potencia (W)	Potencia (W)	Horas de uso diario	Energía del sistema [W.h.dia]
Áreas Comunes	25	50	18	900	5	4500
			<b>Total</b>	<b>900</b>		<b>4500</b>

Antes de iniciar con el dimensionamiento es importante aclarar que se trabajará con reguladores MPPT, ya que esta tecnología tiene menores pérdidas debido a que estos reguladores se encargan de buscar automática y permanentemente la tensión donde el panel entrega su máxima potencia y regulando la tensión pertinente de los acumuladores.

### 8.3 CALCULO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El cálculo de los módulos se hace con base a la metodología explicada en el capítulo 7. iniciando con la proyección energética como se muestra a continuación:

$$\text{Energía DC fotovoltaica (Wh)} = \frac{\text{Energía AC del sistema (Wh)}}{\text{Efic. del regulador} \times \text{Efic. en el inversor}} \quad (10)$$

Energía AC del sistema: 10.080 Wh

Eficiencia del regulador: 92%

Eficiencia del inversor: 90%

Energía DC fotovoltaica: 12.173,91304 Wh

$$\text{Psistema fotovoltaico (W)} = \frac{\text{Energía DC fotovoltaica (Wh)}}{\text{HPS mes más critico}} \quad (11)$$

HPS: 4,1

Potencia del sistema fotovoltaico: 2.969,247084 W

Con la potencia obtenida del sistema fotovoltaico y con la potencia de cada módulo fotovoltaico se calcula el número total de módulos.

La referencia del módulo fotovoltaico seleccionado es KD330GX-LFB cuyas características se encuentran en la tabla 11.

Para determinar el número de módulos fotovoltaicos se tiene en cuenta la potencia del sistema fotovoltaico hallado en la ecuación (11) y se divide en la potencia máxima de cada módulo.

Potencia del sistema fotovoltaico = 2.969,247084 W

El modulo escogido tiene una tensión pico de 36,4 V la cual es una tensión permisible por el regulador MPPT escogido que se encarga de regular está a 24V DC que es la tensión escogida para el sistema.

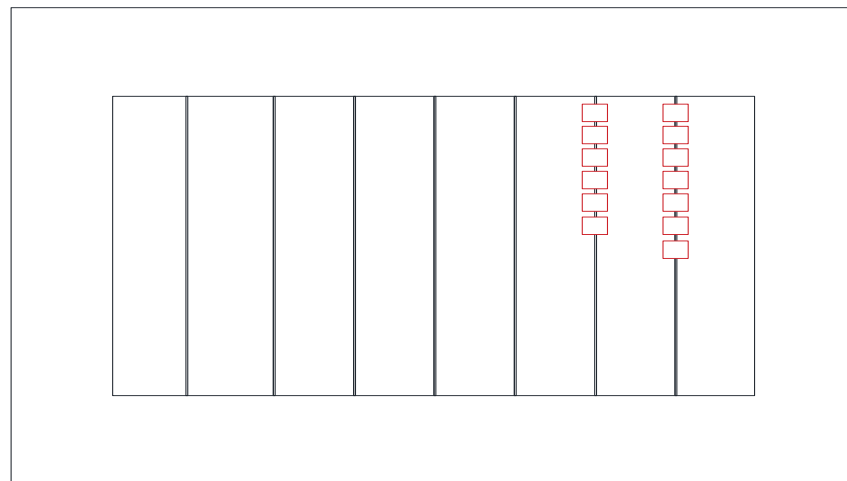
Potencia máxima de cada módulo: 237 W

Numero de módulos:  $12,52846871 \approx 13$

Ubicación de los módulos: Paralelo

El número de módulos para el sistema es de 13 los cuales ocuparan un espacio de 21,606 m de largo y 17,16 m de ancho. La instalación de estos módulos se realizara en el techo del bloque 1B de la siguiente manera:

**Figura 32. Vista superior bloque 1B y posición propuesta de los módulos.**



#### 8.4 CALCULO INVERSOR

Para calcular el inversor se toma la potencia de la carga AC en (W) y se agrega un factor de seguridad recomendado para sistemas fotovoltaicos pensando en posibles ampliaciones del sistema.

$$P_{\text{inversor}}(W) = P_{\text{carga AC}}(W) * \text{Factor de seguridad} \quad (12)$$

Pcarga AC: 1.800 W

Factor de seguridad: 125%

Pinversor: 2.250 W

Criterios para seleccionar el inversor:

- Potencia carga AC (W)
- Tensión del sistema
- Eficiencia máxima del inversor que en promedio esta entre el 90% y 95% en tecnologías de alto rendimiento .Entre mayor sea esta eficiencia mejor será la onda
- Frecuencia de operación del sistema
- Temperatura

Con base a lo anterior se selecciona un inversor cargador marca OUTBACK de 2.500W.

El inversor cargador de la serie FX de OUTBACK lleva incorporado la última tecnología de conversión de potencia y está diseñado para condiciones fuertes y difíciles. La serie FX es un inversor de onda pura sinusoidal, conmutador automático y un cargador de acumuladores todo en un solo equipo

El inversor seleccionado tiene las siguientes características:

**Tabla 27. Características de inversor OUTBACK. [27]**

Modelo	Inversor OUTBACK
Potencia nominal a la salida	2.500 W
Tensión nominal a la salida CA	120V
Frecuencia CA	60 Hz

Corriente de salida máxima	20,8 A
Eficiencia máxima del inversor	92 %
Regulación de tensión de salida	+/-2%

## 8.5 CÁLCULO DEL REGULADOR

La tecnología a utilizar en el regulador será MPPT, bajo esta condición realizamos los cálculos con el valor de corriente entregada por los módulos. Para este cálculo se multiplica el número de módulos del sistema por la potencia máxima entregada por cada uno y la dividiremos entre tensión del sistema.

$$\text{Regulador (A)} = \frac{\text{Numero de módulos} \times \text{Potencia de cada módulo (W)}}{\text{Tensión del sistema (V)}} \quad (13)$$

Numero de módulos: 13

Potencia de cada módulo (W): 237

Tensión del sistema (V): 24

Regulador (A): 128.375

Criterios para seleccionar el regulador:

- Eficiencia
- Amperaje
- Temperatura
- Tensión del sistema

Con base a lo anterior se seleccionan dos reguladores Schneider Electric MPPT de 80A cada uno, ya que representan ahorro en material y menor tiempo de instalación, un incremento de la vida de los acumuladores con carga compensada por temperatura multietapa seleccionable, mayor capacidad de extracción de energía gracias al algoritmo MPPT de barrido rápido con tolerancia a la sombra, diseño robusto a través de rigurosas pruebas de estrés ambiental (Multiple Environmental Over Stress Testing, MEOST) y fuera de esto la gran presencia del fabricante en Colombia ya que se encuentra presente en las principales ciudades del país.

**Tabla 28. Características de regulador MPPT 80 600 Xantrex [25]**

Modelo	MPPT 80 600
Tensión nominal (V)	24 a 48
Máxima corriente (A)	80
Máxima tensión de circuito abierto (V)	600

## 8.6 CALCULO DE LOS ACUMULADORES

Los acumuladores se seleccionan con base a la energía que se necesita almacenar, la tensión de operación del sistema en DC se puede tener con base a los siguientes criterios:

**Tabla 29. Criterios de tensión según la potencia.**

Tensión de operación (V)	Potencia (W)
12	< 1KW
24	Entre 1KW- 5KW
48	> 5KW

De acuerdo a lo anterior la tensión de operación del sistema será 24 V y se logrará mediante un arreglo de acumuladores en serie de 12V.

Para realizar el cálculo del número de acumuladores inicialmente se debe conocer la energía proyectada en DC de la carga que se calcula mediante la siguiente formula:

$$\text{Energía DC del sistema (Wh)} = \frac{\text{Energía AC del sistema (Wh)}}{\text{Eficiencia del inversor}} \quad (14)$$

Energía AC del sistema: 10.080 Wh

Eficiencia del inversor: 90%

Energía DC del sistema: 11.200 Wh

Continuando con el cálculo se debe tener en cuenta los Amperio/hora (Ah) necesarios para sostener la carga conectada, teniendo en cuenta las condiciones de operación lo que nos da la capacidad parcial que se debe tener en los acumuladores.

$$\text{Capacidad parcial (Ah)} = \frac{\text{Energía DC del sistema (Wh)}}{\text{Tensión del sistema (V)}} \quad (15)$$

Tensión del sistema: 24 V

Capacidad parcial: 466.666 Ah

Teniendo en cuenta que las condiciones óptimas de operación de un banco de acumuladores se establece una profundidad de descarga del 80% con respecto a la capacidad máxima proyectada. Esta profundidad de descarga es el rango de energía que se puede obtener mediante la descarga parcial de un acumulador cargado a un nivel máximo, por consiguiente se tiene que la capacidad total que se debe asegurar en el banco de acumuladores.

$$\text{Capacidad total (Ah)} = \frac{\text{Capacidad parcial (Ah)}}{\text{Profundidad de descarga de los acumuladores}} \quad (16)$$

Profundidad de descarga de los acumuladores: 80%

Capacidad total: 583.333 Ah

Finalmente la capacidad de los acumuladores del sistema estará dado por la corriente de almacenamiento y los días de autonomía. Estos días de autonomía indican el número de días en que el sistema puede suministrar energía, estando presente variaciones climáticas que causen muy poca actividad solar. Para fines de dimensionamiento se considera una autonomía de tres días.

$$\text{Cap. banco de acumuladores (Ah)} = \text{Cap. total (Ah)} * \text{Días de autonomía} \quad (17)$$

Días de autonomía: 3

Capacidad banco de acumuladores: 1.750 Ah

Criterios para seleccionar los acumuladores:

- Profundidad de descarga
- Capacidad (Ah)
- Corriente máxima de carga
- Material
- Tensión sistema



En función de lo anterior se escoge un acumulador marca PowerSun, estas son de Plomo-ácido, abiertas para almacenar energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos, que tienen las siguientes características: placas y separadores especiales, larga vida en ciclos de carga y descarga, reducido consumo de agua, menor sensibilidad a las sobrecargas imprevistas, mayor tensión de descarga mediante conexiones interiores más cortas, material plástico con alta resistencia a los impactos fortuitos, acumuladores estacionarios especialmente diseñados para instalaciones fotovoltaicas.

**Tabla 30. Características del acumulador PowerSun 250 solar**

<b>Modelo</b>	<b>PowerSun 250 solar</b>
<b>Tensión</b>	12 V
<b>Capacidad C100</b>	250 Ah

Finalmente para la cantidad de acumuladores se tiene en cuenta la capacidad del banco de acumuladores y la capacidad individual de los mismos, relacionandolos mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Numero de Acumuladores} = \frac{\text{Capacidad banco de acumuladores (Ah)}}{\text{Capacidad de cada acumulador (Ah)}} \quad (18)$$

Capacidad banco de acumucumuladores: 1.750 Ah

Capacidad de cada acumulador: 250Ah

Numero de acumuladores: 7

Como la tensión de operación del sistema es 24 V y cada acumulador es de 12 V se deben tener dos acumuladores por cada arreglo serie lo que hace que el número total de acumuladores se incremente a 14 con una conexión de 7 paralelos.

## **8.7 AUTONOMIA DEL SISTEMA**

La autonomía de un sistema fotovoltaico se define como la capacidad que tiene este mismo de mantenerse en operación en condiciones de fallo (conductores, protecciones modulo fotovoltaico o regulador dejaron de funcionar) o irradiación solar igual a cero sobre los modulos.

### 8.7.1 Cálculo de Autonomía

Para calcular la autonomía del sistema es de vital importancia conocer la potencia que deben entregar los acumuladores cada y la capacidad en Ah (Amperios hora) que tienen estos para suplirla.

El cálculo de la autonomía se hizo teniendo como referencia 4 puntos:

1. 100% de la carga en operación continua.
2. 80% de la carga en operación continua.
3. 60% de la carga en operación continua.
4. 52.5% carga de mayor tiempo de funcionamiento en el sistema.

Potencia que deben entregar los acumuladores (PDC):

Esta potencia está definida por la carga AC del sistema más las pérdidas producidas en este:

$$P_{DC} = P_{AC} * \eta \quad (19)$$

Siendo:

$P_{DC}$ : Potencia al lado DC del inversor.

$P_{AC}$ : Potencia a lado AC del inversor.

$\eta$ : Eficiencia del inversor.

$P_{AC}$ : 1.800 W

$\eta$ : 0.9

$P_{DC}$ : 2.000 W

Capacidad de entrega de energía en el banco de baterías:

La energía que puede suministrar este banco está dada por los amperios-hora (Ah) de cada batería multiplicada los 7 arreglos en paralelo.

Cada arreglo está conformado por dos baterías en serie de 12V y 250 Ah

La energía suministrada por cada arreglo es:

$$E1 = 2 * \text{Tensión del sistema DC} * \text{Ah} \quad (20)$$

Tensión del sistema: 24 V

Ah: 250

$$\epsilon_1 = 6.000 \text{ Wh}$$

La energía total del banco de baterías es:

$$\epsilon = 7 * \epsilon_1$$

$$\epsilon = 42.000 \text{ Wh}$$

Siendo

$\epsilon_1$ : Energía por cada arreglo.

$\epsilon$ : Energía del banco de baterías.

Ya solo queda el cálculo de la autonomía del sistema que está dado por la división de la energía del banco sobre las potencia a suplir.

$$A_u = \frac{\epsilon}{P_{DC} * \text{porcentaje de referencia}} \quad (21)$$

$A_u$ : Autonomía del sistema

Para el 100% de la carga:

Porcentaje de referencia: 100%

$A_u$ : 21 h

De la misma forma se procede para los otros porcentajes teniendo como resultados los mostrados en la siguiente tabla:

**Tabla 31. Autonomía del sistema.**

<b>Proporción %</b>	<b>100</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>Carga de Mayor Tiempo de Funcionamiento</b>
<b>Carga AC (W)</b>	1800	1440	1080	1050
<b>Potencia DC (W)</b>	2000	1600	1200	1166.666667
<b>Autonomía (h)</b>	21	26.25	35	36

Dado que la autonomía del sistema para la carga de mayor tiempo de funcionamiento es de 36 h equivalente a 3 días se comprueba que el diseño esta acertado según los cálculos ya realizados de las baterías.

## 8.8 CALCULO DE LAS PROTECCIONES

Para el sistema se deben trabajar protecciones en tres etapas, dos de estas contarán con protecciones DC y una en AC.

Inicialmente dos protecciones se seleccionan con base a la corriente del regulador. Seguidamente una protección para cada arreglo serie de los acumuladores que se da por la corriente suministrada por el fabricante por un factor de 125% ya que las protecciones trabajan al 80%; es importante tener en cuenta que estas protecciones son DC. Finalmente se tiene una protección AC a la salida del sistema, que se calcula con la potencia del inversor al lado AC dividida entre la tensión de operación del sistema, el límite superior que puede alcanzar la corriente será del 125% por el mismo hecho de que estas trabajan al 80%.

$$\text{Totalizador AC} = \frac{\text{Potencia del inversor}}{\text{Tensión de operación del sistema}} \times 125\% \quad (22)$$

Potencia del inversor: 2.500W

Tensión de operación del sistema: 120 V

Totalizador AC: 26.041 ≈ Valor comercial: 30 A

**Tabla 32. Protecciones del sistema.**

Cantidad	Tipo de Protección	Referencia seleccionada
2	Protección DC regulador	DC Circuit Breaker CBI QDC-1 (26) D, U2, 80A
7	Protección DC para cada arreglo serie de los acumuladores	DC Circuit Breaker CBI QY-1 (13) D, U2, 20A
1	Totalizador AC para la carga	Totalizador 1x30A Luminex

## 8.9 CALCULO DE LOS BARRAJES

Para el sistema se requieren barrajes en la parte de los reguladores uno para cada regulador que se tenga en el sistema y se selecciona con base a la corriente máxima de los mismos. El otro barraje que se necesita es en la parte de los acumuladores se selecciona con base a la corriente que se tenga en el sistema.

$$\text{Barraje acumuladores} = \frac{\text{Potencia del sistema}}{\text{Tensión del sistema}} \quad (23)$$

Potencia del sistema: 3.081 W

Tensión del sistema: 24 V

Barraje acumuladores: 128.375 A

**Tabla 33. Barrajes del sistema.**

<b>Barras de cobre pintadas corriente alterna de 40 a 60 Hz</b>			
	<b>Cantidad</b>	<b>Ancho grueso (mm)</b>	<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>
<b>Barraje 1 (barraje reguladores)</b>	2	12*2	23.5
<b>Barraje 2 (barraje acumuladores)</b>	1	15*3	29.5

## 8.10 CALCULO DE LOS CONDUCTORES

En el sistema se requieren conductores para la parte DC y para la parte AC. El de la parte AC se calcula con la corriente demandada por el sistema en AC y para la parte DC tendremos cuatro partes de la siguiente manera:

### 8.10.1 Conductor del módulo fotovoltaico al barraje 1. Ver Figura 33

$$\text{Corriente}_{mb1DC} = \frac{\text{Pmax del módulo}}{\text{Tensión de operación}} \quad (24)$$

Corriente<sub>mb1DC</sub>: Corriente desde el modulo hasta el barraje 1

Pmax por arreglo de módulos: 237W

Tensión de operación del sistema: 36 V

Corriente<sub>mb1DC</sub>: 6,5833 A

Según Anexo E:

**Conductor # 14 THW**

### 8.10.2 Conductor del barraje 1 al barraje 2. Ver Figura 33

$$\text{Corriente}_{\text{mrBDC}} = \frac{\text{Pmax por arreglo de módulos}}{\text{Tensión de operación del sistema}} \quad (25)$$

Corriente<sub>mrBDC</sub>: Corriente desde el barraje 1 hasta el barraje 2

Pmax por arreglo de módulos: 1.659 W

Tensión de operación del sistema: 36 V

Corriente<sub>mrBDC</sub>: 46,08 A

Según Anexo E:

### Conductor # 8 THW

### 8.10.3 Conductor del banco de acumuladores hasta el barraje 2. Ver Figura 33

Para el cálculo de la corriente en los acumuladores debemos tener en cuenta los Amperios/hora de cada arreglo y el tiempo máximo por día que estaría funcionando en caso de fallar el generador (los módulos)

$$\text{Corriente}_{\text{ADC}} = \frac{\text{Amperios hora}}{\text{Tiempo máximo}} \quad (26)$$

Corriente<sub>ADC</sub>: Corriente en los acumuladores

Amperios hora: 250 Ah

Tiempo máximo: 24 h

Corriente<sub>ADC</sub>: 10,416 A

Según Anexo E:

### Conductor # 14 THW

### 8.10.4 Conductor barraje 1 al inversor. Ver Figura 33

Para este conductor se tiene en cuenta la potencia DC demandada y la tensión del sistema en el barraje 1.

$$\text{Corriente}_{\text{B1INDC}} = \frac{\text{Potencia DC}}{\text{Tensión del sistema barraje 1}} \quad (27)$$

Corriente  $B1_{INDC}$ : Corriente desde el barraje 1 hasta el inversor

Tensión del sistema barraje 1: 24 V

Corriente  $B1_{INDC}$ : 83,33 A

Según Anexo E:

#### **Conductor # 4 THW**

##### **8.10.5 Conductor del lado AC. Ver Figura 33**

$$\text{Corriente conductor AC} = \frac{\text{Potencia AC}}{\text{Tensión de operación del sistema}} \quad (28)$$

Potencia carga: 2500 W

Tensión de operación del sistema: 120 V

Corriente conductor AC: 21 A

Según Anexo E:

#### **Conductor # 10 THW**

Los conductores se seleccionan con base a la tabla número 310-16 de NTC 2050 y en la siguiente tabla se consignaron los resultados.

**Tabla 34. Conductores para el sistema.**

Conductor del módulo fotovoltaico al barraje 1	Numero 2*14 THW-Cobre
Conductor del barraje 1 al barraje 2	Numero 2*8 THW-Cobre
Conductor del banco de acumuladores hasta el barraje 2.	Numero 2*14 THW-Cobre
Conductor barraje 1 al inversor.	Numero 2*4 THW-Cobre
Conductor del lado AC	Numero 2*10 THW- Cobre

##### **8.11 CÁLCULO DE LA ENERGÍA DISPONIBLE EN EL SISTEMA**

Teniendo en cuenta que los acumuladores se pueden llevar a un valor de tensión flotante que es asegurada por el regulador, se utiliza este valor de tensión y junto con la capacidad en Ah del conjunto de acumuladores se realiza el cálculo de la energía máxima del sistema.

$$E_{\max} = \text{Capacidad en Ah acumuladores} \times \text{Tensión max acumuladores} \quad (29)$$

Capacidad en Ah del conjunto de acumuladores:  $250\text{Ah} \times 7 = 1.750 \text{ Ah}$

Tensión máxima de los acumuladores: 29 VDC

$E_{\text{max}}$ : 50,75 kWh

Con base a la capacidad de descarga de los acumuladores que es un estándar definido por el fabricante se calcula el valor mínimo de tensión al que llegarán estas.

$$VDC_{\text{min}} = \text{Tensión máx. acumuladores} \times \text{Profundidad de descarga acumuladores} \quad (30)$$

Profundidad de descarga: 80%

$VDC_{\text{min}}$ : 23,2V

Es importante tener en cuenta que la tensión DC mínima debe ser mayor a la tensión mínima de operación del inversor.

Teniendo el valor de tensión DC mínima se calcula la energía mínima del sistema, realizando el producto entre esta tensión y la capacidad en Ah del conjunto de acumuladores.

$$E_{\text{min}} = \text{Capacidad en Ah de acumuladores} \times \text{Tensión mínima acumuladores} \quad (31)$$

Capacidad en Ah del conjunto de acumuladores:  $250\text{Ah} \times 7 = 1.750 \text{ Ah}$

Tensión mínima de los acumuladores: 23,2 VDC

Energía mínima: 40,6 kWh

La energía disponible del sistema estará definida por la diferencia entre la energía máxima y la energía mínima teniendo en cuenta que la energía mínima está calculada con un 80% de profundidad de descarga.

$$E_{\text{disponible}} = E_{\text{max}} - E_{\text{min}} \quad (32)$$

$E_{\text{max}}$ : 50,75 kWh

$E_{\text{min}}$ : 40,6 kWh

Energía disponible: 10,15 kWh



### 8.11.1 Cálculo horas de carga

El cálculo de las horas de carga nos muestra el número de horas que demoraría nuestro sistema en cargar teniendo tres condiciones: óptima, ideal y no óptimas

#### 8.11.1.1 Condición ideal

La condición ideal se da cuando el nivel de irradiación es de  $1000 \text{ W/m}^2$ , operando a una temperatura de  $25^\circ\text{C}$ . Para conocer las horas de carga teniendo el sistema en esta condición ideal se trabaja con base a la energía disponible en el sistema que se calculó en la ecuación (32) y la potencia del sistema que para este caso cada panel nos entregara una potencia de  $330 \text{ W}$

$$\text{Horas de carga} = \frac{\text{Energía disponible}}{\text{Potencia del sistema}} \quad (33)$$

Energía disponible:  $8,925 \text{ kWh}$

Potencia sistema:  $4,29 \text{ kW}$

Horas de carga:  $2,080 \text{ horas}$

#### 8.11.1.2 Condición óptima

La condición óptima se da cuando el nivel de irradiación es de  $800 \text{ W/m}^2$ , operando a una temperatura de  $20^\circ\text{C}$ . Generalmente para trabajar con esta condición hay que realizar un estudio sobre la curva de comportamiento del panel, para este caso el fabricante mediante la hoja de datos suministra esta información haciendo que el trabajo sea mucho más rápido. Para el cálculo respectivo de las horas de carga se hace con base a la energía disponible ya calculada y la potencia del sistema que para este caso cada es de  $237 \text{ W}$

$$\text{Horas de carga} = \frac{\text{Energía disponible}}{\text{Potencia del sistema}} \quad (34)$$

Energía disponible:  $8,925 \text{ kWh}$

Potencia sistema:  $3,081 \text{ W}$

Horas de carga:  $2,896 \text{ horas}$

#### 8.11.1.3 Condiciones no óptimas

Las condiciones no óptimas se dan cuando la potencia del sistema esté al  $60\%$ , este porcentaje se da siendo muy críticos.

$$\text{Horas de carga} = \frac{\text{Energía disponible}}{\text{Potencia del sistema}} \quad (35)$$

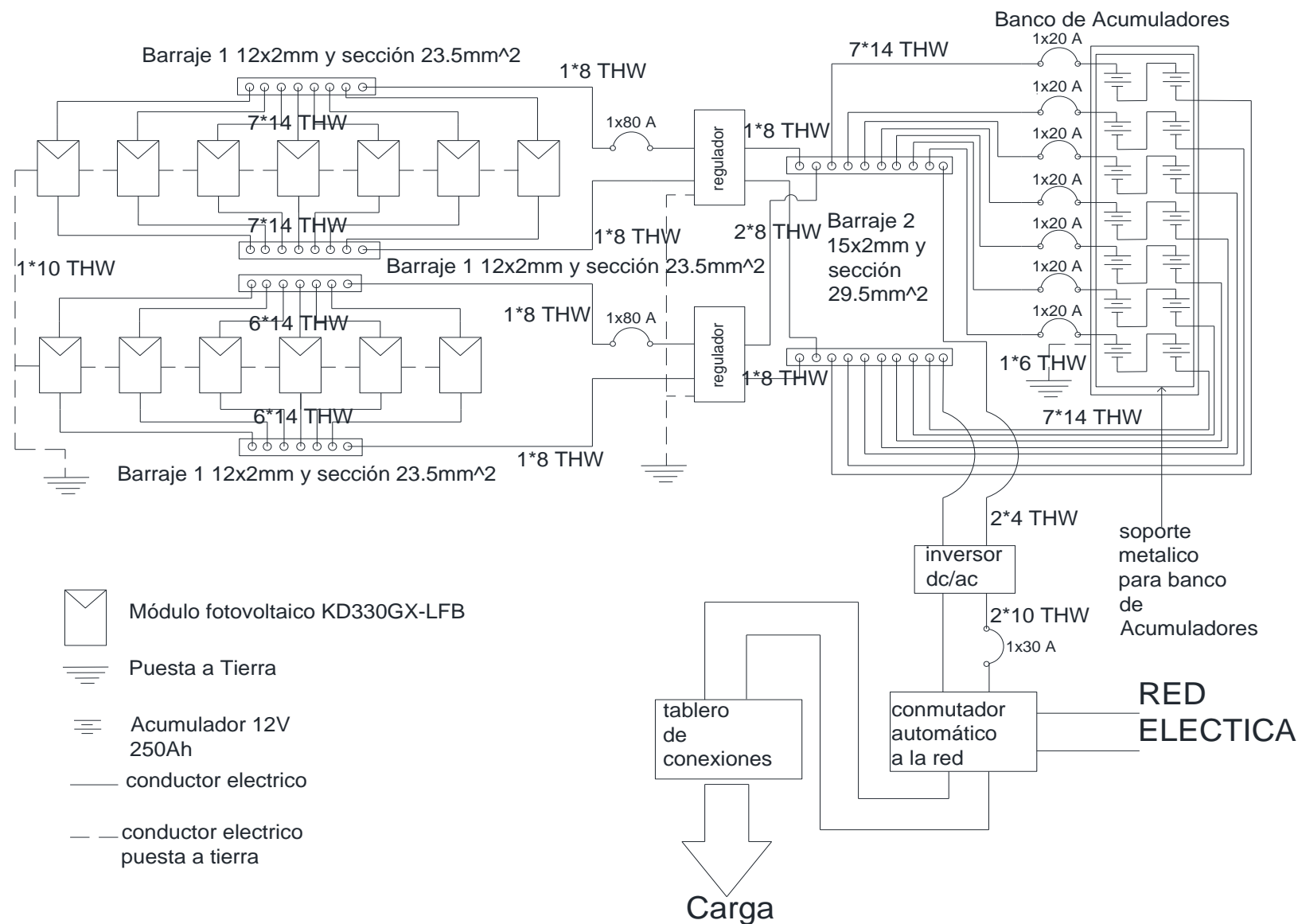
Energía disponible: 8,925 kWh

Potencia sistema: 2,574 kW

Horas de carga: 3,467 horas

8.12 DIAGRAMA DE CONEXIONES

Figura 33 Diagrama de conexiones



## **9 ASPECTOS BÁSICOS DE OPERACIÓN**

Las instalaciones solares fotovoltaicas, en su conjunto, son fáciles de mantener. Sin embargo, una instalación que no tenga el mantenimiento adecuado fácilmente tendrá problemas en un plazo más o menos corto.

Hay tareas de mantenimiento que de no llevarse a cabo conducirán simplemente a una reducción del rendimiento de la instalación, pero la omisión de otras podrían provocar el deterioro de algunos de los elementos o el acortamiento de su vida útil.

Por todo lo anterior hay un conjunto de tareas que pueden ser realizadas perfectamente por el usuario para alargar la vida útil de estos sistemas [31].

### **9.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Los aspectos básicos de operación del módulo solar fotovoltaico comprende las acciones siguientes:

- ✓ Limpie sistemáticamente la cubierta frontal de vidrio del módulo solar fotovoltaico (se recomienda que el tiempo entre una limpieza y otra se realice teniendo en cuenta el nivel de suciedad ambiental. La limpieza debe efectuarse con agua y un paño suave; de ser necesario, emplee detergente.
- ✓ Verifique que no haya terminales flojos ni rotos, que las conexiones estén bien apretadas y que los conductores se hallen en buenas condiciones. En caso de detectar anomalías, contacte al personal especializado.
- ✓ Verifique que la estructura de soporte esté en buenas condiciones. En caso de que esta no se encuentre protegida contra el intemperismo (es decir, que no sea de aluminio, acero inoxidable o galvanizado), dar tratamiento con pintura antióxido.
- ✓ Poda sistemáticamente los árboles que puedan provocar sombra en el módulo solar fotovoltaico. No ponga objetos cercanos que puedan dar sombra, como los tanques de agua y las antenas. En el caso de los árboles se debe prever su poda cuando sea necesario [31].

Nunca trate de limpiar suciedad en la cubierta frontal del módulo solar fotovoltaico con objetos cortantes o punzantes que puedan dañarlo [31].

### **9.2 ACUMULADORES**

Los acumuladores son elementos de los sistemas solares fotovoltaicos de pequeña potencia que representan mayor peligro para cualquier persona necesitada de manipularlos (aunque sea para un mantenimiento básico), tanto por sus características eléctricas como por las químicas. Por tanto, antes de brindar

las reglas de mantenimiento básico se exponen los riesgos fundamentales que pueden ocurrir, así como algunas recomendaciones y consideraciones que deben tenerse en cuenta para evitar accidentes [31].

### **9.2.1 Riesgos del electrólito**

El electrólito utilizado en los acumuladores de plomo-ácido (comúnmente usadas en estos sistemas) es ácido diluido, el cual puede causar irritación e incluso quemaduras al contacto con la piel y los ojos [31].

El procedimiento siguiente se indica para evitar daños personales o disminuir sus efectos:

Si por alguna razón el electrólito hace contacto con los ojos se deben enjuagar inmediatamente con abundante agua durante un minuto, manteniendo los ojos abiertos. Si el contacto es con la piel, lave inmediatamente con abundante agua la zona afectada. En ambos casos, después de esta primera acción neutralizadora, solicite rápidamente atención médica [31].

### **9.2.2 Riesgos eléctricos**

Los acumuladores pueden presentar riesgos de cortocircuitos. Se recomienda al manipularlos observar las siguientes reglas:

- ✓ Quítese relojes, anillos, cadenas u otros objetos metálicos de adorno personal que pudieran entrar en contacto accidentalmente con los bornes del acumulador.
- ✓ Siempre que las necesite, use herramientas con mangos aislados eléctricamente [31].

### **9.2.3 Riesgos de incendio**

Los acumuladores presentan riesgos de explosión y por consiguiente de incendio, debido a que generan gas hidrógeno. Se recomienda lo siguiente:

- ✓ Proporcione una buena ventilación en el lugar de ubicación de los acumuladores para evitar acumulación de gases explosivos.
- ✓ No fume en el área donde está ubicado el acumulador ni prenda chispas para observar el nivel del electrólito.
- ✓ Mantenga el área del acumulador fuera del alcance de llamas, chispas y cualquier otra fuente que pueda provocar incendio.
- ✓ No provoque chispas poniendo en cortocircuito el acumulador para comprobar su estado de carga, pues también puede provocar explosión [31].

#### **9.2.4 Mantenimiento básico**

El mantenimiento del acumulador comprende las siguientes acciones:

- ✓ Verifique que el local de ubicación de los acumuladores esté bien ventilado y que los acumuladores se encuentren protegidos de los rayos solares.
- ✓ Mantenga el nivel de electrólito en los límites adecuados (adicione solamente agua destilada cuando sea necesario para reponer las pérdidas ocasionadas durante el gaseo). Se recomienda, en la práctica, que siempre el electrólito cubra totalmente las placas, entre 10 y 12 mm por encima del borde superior. En caso de que la caja exterior del acumulador sea transparente y posea límites de nivel del electrólito, este se situará entre los límites máximo y mínimo marcados por el fabricante.
- ✓ Limpie la cubierta superior del acumulador y proteja los bornes de conexión con grasa antioxidante para evitar la sulfatación.
- ✓ Verifique que los bornes de conexión estén bien apretados.
- ✓ Verifique que el uso de los acumuladores sea el adecuado y que su estructura de soporte esté segura y en buen estado.
- ✓ Verifique que los bornes de conexión estén bien apretados.
- ✓ Verifique que el uso de los acumuladores sea el adecuado y que su estructura de soporte esté segura y en buen estado [31].

#### **9.3 REGULADOR**

- ✓ Mantenga el regulador colocado en posición correcta, lugar limpio, seco y protegido de los rayos solares.
- ✓ Chequee el funcionamiento correcto del regulador. Si detecta ruidos anormales, contacte al personal especializado.
- ✓ Verifique que las conexiones estén correctas y bien apretadas.
- ✓ Chequee que el fusible de entrada esté en buen estado [31].

Nota: En caso de que el controlador de carga no funcione, contacte con el personal especializado [31].

#### **9.4 INVERSOR O CONVERTIDOR CD/CA**

- ✓ Verifique que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada.
- ✓ Verifique que el inversor esté protegido de los rayos solares.
- ✓ Compruebe que el inversor funciona adecuadamente y que no se producen ruidos extraños dentro de él. En caso de que la operación sea defectuosa o no funcione, contacte al personal especializado [31].

## 9.5 CONDUCTORES

- ✓ Verifique que todos los empalmes y conexiones estén fuertemente apretados para evitar falsos contactos, y protegidos adecuadamente con cinta aislante [31].

Si un componente del sistema no funciona adecuadamente y su solución está fuera de las acciones que se han establecido en el manual básico, contacte inmediatamente con el personal especializado. No acuda a personas no autorizadas ni trate usted mismo de solucionar el problema. Con esta medida se evitan accidentes y daños a la instalación [31].

## 10 POYECCION DEL RETORNO DEL LA INVERSION

Para la proyección del retorno de la inversión se tuvieron en cuenta el costo de los elementos del sistema y los costos promediados del kWh en el año 2014 y 2015.

**Tabla 35. Costo kWh por mes. Fuente UTP.**

<b>Mes</b>	<b>Año</b>	<b>Valor kWh</b>	<b>Mes</b>	<b>Año</b>	<b>Valor kWh</b>
Enero	2014	\$ 265,50	Enero	2015	\$ 328,13
Febrero	2014	\$ 265,50	Febrero	2015	\$ 326,26
Marzo	2014	\$ 270,18	Marzo	2015	\$ 331,54
Abril	2014	\$ 270,85	Abril	2015	\$ 331,72
Mayo	2014	\$ 275,63	Mayo	2015	\$ 332,60
Junio	2014	\$ 276,10	Junio	2015	\$ 335,34
Julio	2014	\$ 272,34	Julio	2015	\$ 339,96
Agosto	2014	\$ 273,98	Agosto	2015	\$ 341,15
Septiembre	2014	\$ 273,81			
Octubre	2014	\$ 280,33			
Noviembre	2014	\$ 278,66			
Diciembre	2014	\$ 275,56			
<b>Promedio</b>		\$ 273,20	<b>Promedio</b>		\$ 333,34

**Tabla 36. Costo de los elementos del sistema.**



ELEMENTO	CANTIDAD	PRECIO EN DOLARES USD	PRECIO EN EUROS	PRECIO EN PESOS	TOTAL EN PESOS
Módulos	13	\$ 370,64	308,87 €	\$ 926.600,00	\$ 12.045.800,00
Acumuladores	14	\$ 192,40	160,33 €	\$ 480.990,00	\$ 6.733.860,00
Regulador	2	\$ 1.599,00	1.332,50 €	\$ 3.997.500,00	\$ 7.995.000,00
Inversor	1	\$ 1.633,00	1.360,83 €	\$ 4.082.500,00	\$ 4.082.500,00
Protecciones reguladores	2	\$ 10,84	9,03 €	\$ 27.090,00	\$ 54.180,00
Protecciones Acumuladores	7	\$ 6,80	5,67 €	\$ 17.000,00	\$ 17.000,00
Totalizador Carga	1	\$ 4,12	3,43 €	\$ 10.300,00	\$ 10.300,00
<b>Total</b>					<b>\$ 30.938.640,00</b>

**Tabla 37. Inflación kWh de 2014 a 2015**

Precio kWh 2015	Inflación aproximada para el kWh de 2014 a 2015	Inflación en porcentaje (%)	Factor de inflación escogido (%)	Factor sobre el precio (%)
\$ 333,34	\$ 60,13	18,00	70	12,5998073

Para el cálculo del retorno de la inversión se piensa en el supuesto que el diseño se implemente en el 2016 tomamos el valor por kWh de 2015 multiplicado por el factor sobre el precio en porcentaje (%) dado en la

ELEMENTO	CANTIDAD	PRECIO EN DOLARES USD	PRECIO EN EUROS	PRECIO EN PESOS	TOTAL EN PESOS
Módulos	13	\$ 370,64	308,87 €	\$ 926.600,00	\$ 12.045.800,00
Acumuladores	14	\$ 192,40	160,33 €	\$ 480.990,00	\$ 6.733.860,00
Regulador	2	\$ 1.599,00	1.332,50 €	\$ 3.997.500,00	\$ 7.995.000,00

<b>Inversor</b>	1	\$ 1.633,00	1.360,83 €	\$ 4.082.500,00	\$ 4.082.500,00
<b>Protecciones reguladores</b>	2	\$ 10,84	9,03 €	\$ 27.090,00	\$ 54.180,00
<b>Protecciones Acumuladores</b>	7	\$ 6,80	5,67 €	\$ 17.000,00	\$ 17.000,00
<b>Totalizador Carga</b>	1	\$ 4,12	3,43 €	\$ 10.300,00	\$ 10.300,00
<b>Total</b>					<b>\$ 30.938.640,00</b>

Tabla 37, así se obtiene el valor proyectado para cada año y con este y la energía del sistema se calcula el kW día, kW mes y el kW año que tomamos como ganancia y se suma año por año el total de ganancias. En lo ya consultado se encontró que la vida útil de un sistema fotovoltaico es alrededor de 20 años [19] por esto se hará el cálculo hasta el 2026.

En la siguiente tabla se observa el resultado de las operaciones ya mencionadas anteriormente.

**Tabla 38. Retorno de la inversión**

<b>Año</b>	<b>Valor por kwh</b>	<b>Total costo día del sistema</b>	<b>Total costo mes del sistema</b>	<b>Total costo por año</b>	<b>Total retorno por año</b>	<b>Ganancia por año</b>
2015	\$ 333,34					-\$ 30.938.640,00
2016	\$ 375,34	\$ 3.783,43	\$ 113.502,88	\$ 1.362.034,51	\$ 1.362.034,51	-\$ 29.576.605,49
2017	\$ 422,63	\$ 4.260,13	\$ 127.804,02	\$ 1.533.648,23	\$ 2.895.682,74	-\$ 28.042.957,26
2018	\$ 475,88	\$ 4.796,90	\$ 143.907,08	\$ 1.726.884,95	\$ 4.622.567,70	-\$ 26.316.072,30
2019	\$ 535,84	\$ 5.401,30	\$ 162.039,09	\$ 1.944.469,13	\$ 6.567.036,83	-\$ 24.371.603,17
2020	\$ 603,36	\$ 6.081,86	\$ 182.455,71	\$ 2.189.468,50	\$ 8.756.505,32	-\$ 22.182.134,68
2021	\$ 679,38	\$ 6.848,16	\$ 205.444,78	\$ 2.465.337,31	\$ 11.221.842,63	-\$ 19.716.797,37
2022	\$ 764,98	\$ 7.711,01	\$ 231.330,42	\$ 2.775.965,06	\$ 13.997.807,69	-\$ 16.940.832,31
2023	\$ 861,37	\$ 8.682,59	\$ 260.477,61	\$ 3.125.731,30	\$ 17.123.538,99	-\$ 13.815.101,01
2024	\$ 969,90	\$ 9.776,58	\$ 293.297,29	\$ 3.519.567,43	\$ 20.643.106,42	-\$ 10.295.533,58
2025	\$ 1.092,10	\$ 11.008,41	\$ 330.252,18	\$ 3.963.026,14	\$ 24.606.132,56	-\$ 6.332.507,44
<b>2026</b>	<b>\$ 1.229,71</b>	<b>\$ 12.395,44</b>	<b>\$ 371.863,32</b>	<b>\$ 4.462.359,80</b>	<b>\$ 29.068.492,35</b>	<b>-\$ 1.870.147,65</b>
<b>2027</b>	<b>\$ 1.384,65</b>	<b>\$ 13.957,25</b>	<b>\$ 418.717,38</b>	<b>\$ 5.024.608,53</b>	<b>\$ 34.093.100,88</b>	<b>\$ 3.154.460,88</b>
2028	\$ 1.559,11	\$ 15.715,83	\$ 471.474,96	\$ 5.657.699,52	\$ 39.750.800,41	\$ 8.812.160,41
2029	\$ 1.755,56	\$ 17.696,00	\$ 530.879,90	\$ 6.370.558,76	\$ 46.121.359,17	\$ 15.182.719,17
2030	\$ 1.976,75	\$ 19.925,66	\$ 597.769,74	\$ 7.173.236,89	\$ 53.294.596,06	\$ 22.355.956,06
2031	\$ 2.225,82	\$ 22.436,25	\$ 673.087,58	\$ 8.077.050,92	\$ 61.371.646,98	\$ 30.433.006,98

2032	\$ 2.506,27	\$ 25.263,18	\$ 757.895,31	\$ 9.094.743,77	\$ 70.466.390,74	\$ 39.527.750,74
2033	\$ 2.822,05	\$ 28.446,29	\$ 853.388,66	\$ 10.240.663,96	\$ 80.707.054,70	\$ 49.768.414,70
2034	\$ 3.177,63	\$ 32.030,47	\$ 960.913,99	\$ 11.530.967,88	\$ 92.238.022,58	\$ 61.299.382,58
2035	\$ 3.578,00	\$ 36.066,24	\$ 1.081.987,30	\$ 12.983.847,61	\$ 105.221.870,19	\$ 74.283.230,19
2036	\$ 4.028,82	\$ 40.610,52	\$ 1.218.315,62	\$ 14.619.787,39	\$ 119.841.657,59	<b>\$ 88.903.017,59</b>

Como se observa en la tabla anterior la inversión se recupera entre 10 años y 11 años teniendo en cuenta que se hizo con una inflación del precio por kWh del 70% lo que implica que este sería un de los peores casos y se podría decir que a los 20 años se tendría una ganancia de \$ 88.903.017,59 lo que hace viable el diseño.

## 11 CONCLUSIONES

- Se realizó el diseño de un sistema fotovoltaico para atender la demanda de iluminación de áreas comunes y baños del bloque 1B de la Universidad Tecnológica de Pereira.
- Se analizó la carga total instalada, determinando valores de potencia y energía del sistema.
- El diseño del sistema fotovoltaico con la carga instalada presenta limitantes en cuanto al espacio, ya que el área que ocuparían los módulos fotovoltaicos es mucho mayor al área disponible del edificio y el costo del sistema sería elevado tanto por los equipos como por la construcción de armaduras metálicas que los soporten.
- Se seleccionó una carga que permitiera un diseño viable desde el punto de vista económico y constructivo.
- Se realizó el estudio de iluminación para identificar las horas de trabajo en que se lograría un uso racional de la energía.
- Se realizó el estudio del recurso energético partiendo de los conceptos de radiación e irradiación solar para lograr hacer el análisis de las horas pico solares (HPS) y de esta manera determinar la viabilidad de implementar el sistema.
- Se seleccionaron los equipos y se realizó el esquema de conexiones.
- Se seleccionó un inversor cargador que permite la conmutación a la red y la inversión DC a AC.
- Se seleccionaron reguladores con tecnología MPPT que permite operar a la tensión que más conviene para el sistema DC y de esta manera lograr el máximo aprovechamiento de la potencia lo cual se ve reflejado en una mayor eficiencia del mismo.
- Para diseñar un sistema fotovoltaico es importante trabajar con un margen de seguridad que considere el posible crecimiento de la carga.
- Para la selección de los elementos del sistema se debe tener en cuenta las tensiones de operación, eficiencia, modo de operación, garantía dada por el fabricante, características técnicas, precios y accesibilidad a la hora de realizar la compra de los elementos.
- Se realizó un estudio de las horas de carga del sistema teniendo en cuenta una condición óptima ideal, óptima y no óptima. El cual dio como resultado que en una condición no óptima los acumuladores tendrían un tiempo de carga de 3,467 horas.
- Para la proyección del retorno de la inversión del sistema se debe tener un margen de seguridad, definido como un porcentaje de la inflación, que se aplica al precio del kWh a futuro.

## 12 BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. R. J. G. y. J. L. M. Raúl González G., «SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED,» <http://www.iie.org.mx/boletin042003/art2.pdf>, [En línea]. Available: <http://www.iie.org.mx/boletin042003/art2.pdf>.
- [2] ENERPOINT. [En línea]. Available: [http://www.enerpoint.es/photovoltaic\\_grid\\_connected.php](http://www.enerpoint.es/photovoltaic_grid_connected.php).
- [3] CÓDIGO ELECTRICO COLOMBIANO (NTC 2050).
- [4] INEA, «Censo y Evaluacion de Sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia,» [En línea]. Available: [http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias\\_alternativas/potencialidades/Censo\\_Solar\\_Fotovoltaico.pdf](http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/Censo_Solar_Fotovoltaico.pdf).
- [5] A. d. UPM, «Recomendaciones sobre el uso de corriente alterna en la electrificación rural fotovoltaica,» [En línea]. Available: <http://oa.upm.es/234/>.
- [6] M. D. M. Y. ENERGIA, Retie (Reglamento tecnico de instalaciones electricas), Colombia.
- [7] « UNIVERSIDAD DE CHILE,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>.
- [8] «AGENCIA ESTATAL DE METEOROLOGÍA,» [En línea]. Available: [http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf).
- [9] E. POINT. [En línea]. Available: [http://www.enerpoint.es/photovoltaic\\_technology\\_2.php](http://www.enerpoint.es/photovoltaic_technology_2.php).
- [10] «United States Department of Energy,» [En línea]. Available: <http://energy.gov/eere/solarpoweringamerica/solar-powering-america-home>.
- [11] BI2GREEN. [En línea]. Available: <http://www.bi2green.com/eficiencia-de-un-sistema-de-energia-solarfotovoltaico/>.
- [12] «CATARINA,» [En línea]. Available: [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/lic/uscanga\\_s\\_m/capitulo2.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lic/uscanga_s_m/capitulo2.pdf).
- [13] «UPME,» [En línea]. Available: [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/2-Mapas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf).
- [14] «NASA,» [En línea]. Available: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>.
- [15] S. I. L. Álvarez, «ANÁLISIS DEL POTENCIAL NATURAL DE VIENTO, RADIACIÓN SOLAR Y PRECIPITACIÓN PLUVIAL EN LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE

PEREIRA,» PEREIRA, 2015.

- [16] T. FOTOVOLTAICAS. [En línea]. Available: <http://www.tiendafotovoltaica.es/Estacion-meteoDavis-Vantage-Pro-2-Aktiv-Plus>. [En línea].
- [17] TECHNOMETRIK.. [En línea]. Available: <http://www.technometrik.com/index.php/component/virtuemart/metereologia/softwareweatherlink-para-vantage-davis-usb-6510-usb-detail?Itemid=0..>
- [18] F. A. U. GÓMEZ, *OFICINA DE PLANEACIÓN - UTP*.
- [19] T. S. P. FOTOVOLTAICOS. [En línea]. Available: <http://módulos-fotovoltaicos.blogspot.com/>.
- [20] «ENERGIAS RENOVABLES,» [En línea]. Available: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-módulos-fotovoltaicos/>.
- [21] «EL RINCON DEL VAGO,» [En línea]. Available: <http://html.rincondelvago.com/acumuladores.html>.
- [22] «WHITEWALLENERGY,» [En línea]. Available: <http://es.whitewallenergy.com/blog/es/tipos-de-baterias-para-sistemas-fotovoltaicos/>.
- [23] «COMPOTENTES,» [En línea]. Available: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes3.htm>.
- [24] «AUTOSOLAR,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/tecnica/item/363-que-es-un-regulador-pwm>.
- [25] C. D. R. P. V. MPPT. [En línea]. Available: [https://docs.google.com/document/d/1mFDZ1\\_IOex16HzLN0g\\_y6Ez0AmrGStwZePP6fJpd\\_Pk/edit](https://docs.google.com/document/d/1mFDZ1_IOex16HzLN0g_y6Ez0AmrGStwZePP6fJpd_Pk/edit).
- [26] «CONSTRUYA SU VIDEO ROCKOLA,» [En línea]. Available: [http://construyasuvideorockola.com/proyecto\\_inversor\\_01.php](http://construyasuvideorockola.com/proyecto_inversor_01.php).
- [27] «NOUSOL,» [En línea]. Available: [http://nousol.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=80&Itemid=95&lang=es](http://nousol.com/index.php?option=com_content&view=article&id=80&Itemid=95&lang=es).
- [28] «ILUMINACION LED YA,» [En línea]. Available: <http://iluminacionledya.com/beneficios-led.html>.
- [29] «DEINA,» [En línea]. Available: [www.denia.com](http://www.denia.com).
- [30] RETILAP.
- [31] CUBA, «Mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos,» [En línea]. Available:

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia22/HTML/articulo02.htm>.

- [32] «KYOCERASOLAR,» [En línea]. Available:  
<http://www.kyocerasolar.es/index/products.html>.
- [33] «POWER SYSTEMS,» [En línea]. Available:  
<http://www.technosun.com/es/productos/inversor-cargador-OUTBACK-VFX3024E.php>.



## 13 ANEXOS

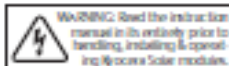
### Anexo A. Hoja de datos panel KD330GX-LFB Kyocera

#### ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) STC=1000 W/M <sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum*			
	KD325GX-LFB	KD330GX-LFB	
P <sub>max</sub>	325	330	W
V <sub>mp</sub>	40.3	40.5	V
I <sub>mp</sub>	8.07	8.15	A
V <sub>oc</sub>	49.7	49.9	V
I <sub>sc</sub>	8.69	8.79	A
P <sub>tolerance</sub>	+5/-0	+5/-0	%
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) NOCT=800 W/M <sup>2</sup> irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum*			
T <sub>noct</sub>	45	45	°C
P <sub>max</sub>	234	237	W
V <sub>mp</sub>	36.2	36.4	V
I <sub>mp</sub>	6.47	6.52	A
V <sub>oc</sub>	45.5	46.6	V
I <sub>sc</sub>	7.04	7.12	A
PTC	290.4	295.0	W
Temperature Coefficients			
P <sub>max</sub>	-0.45	-0.45	%/°C
V <sub>mp</sub>	-0.47	-0.47	%/°C
I <sub>mp</sub>	0.0025	0.0025	%/°C
V <sub>oc</sub>	-0.36	-0.36	%/°C
I <sub>sc</sub>	0.06	0.06	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C
System Design			
Series Fuse Rating	15 A		
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V		
Hailstone Impact	1in (25mm) @ 51mp (23m/s)		

\*Subject to simulator measurement uncertainty of +/- 2%.  
KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

NEC 2008 COMPLIANT  
UL 1703 LISTED  
QB2114

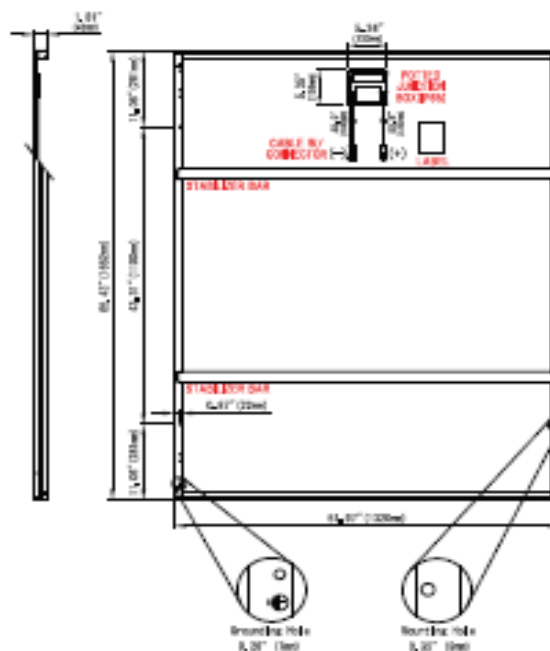


#### MODULE CHARACTERISTICS

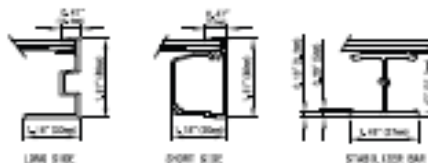
Cells per module:	80 (8 x 10)
Dimensions: length/width/height	65.43in/51.97in/1.81in (1662mm/1320mm/46mm)
Weight:	60.6lbs (27.5kg)

#### PACKAGING SPECIFICATIONS

Modules per pallet:	20
Pallets per 53' container:	22
Pallet box dimensions: length/width/height	66in/53in/47in (1675mm/1330mm/1175mm)
Pallet box weight:	1323lbs (600kg)



FRAME CROSS SECTION DIAGRAM



OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar, Inc. 800-223-9580 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com



## **BATERIAS POWERSUN**

POWERSUN son baterías de Plomo-ácido abiertas para almacenar energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos.

### INFORMACIÓN DE DISEÑO

- Placas y separadores especiales.
- Larga vida en ciclos de carga y descarga.
- Reducido consumo de agua.
- Menor sensibilidad a las sobrecargas imprevistas.
- Reducida auto-descarga.
- Mayor tensión de descarga mediante conexiones interiores más cortas.
- Material plástico con alta resistencia a los impactos fortuitos.
- Baterías estacionarias especialmente diseñadas para instalaciones fotovoltaicas.

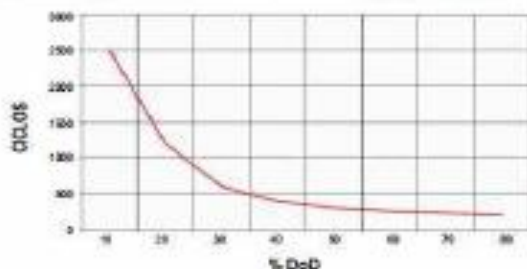


### APLICACIONES

- Casas, campers, barcos, estaciones de montaña. Semáforos y señales de tráfico.
- Iluminación en calles y parques. Estaciones de medida, estaciones de bombeo, etc.

MODELO	V	Capacidad C100 (ah)	Dimensiones (mm)			Peso (kg)
			Largo	ancho	alto	
POWERSUN 85 SOLAR	12	85	278	175	190	20
POWERSUN 110 SOLAR	12	110	378	175	190	24
POWERSUN 210 SOLAR	12	210	513	218	225	60
POWERSUN 250 SOLAR	12	250	518	276	242	64

NÚMERO DE CICLOS EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE DESCARGA



### OPERACIÓN

- Curvas de carga: WUa, IUa, IUoU y IUoU.
- No descargar la batería por encima del 80%.
- La batería debe ser recargada al 100% al menos cada 1-4 semanas.
- El trabajo en flotación a tensiones muy altas puede suponer un consumo excesivo de agua.

## Anexo C. Regulador MPPT 80 600

<b>Device short name</b>	<b>MPPT 80 600</b>
<b>Electrical specifications</b>	
Nominal battery voltage	24 and 48 V (Default is 48 V)
PV array operating voltage	105 to 550 V
Max. PV array open circuit voltage	600 V including temperature correction factor
Battery voltage operating range	16 to 67 VDC
Array short-circuit current	35 A (28 A @ STC)
Max. charge current	80 A
Max. and min. wire size in conduit	#6 AWG to #14 AWG (13.5 to 2.5 mm <sup>2</sup> )
Max. output power	2560 W (nominal 24 V), 4800 W (nominal 48 V)
Charger regulation method	Three-stage (bulk, absorption, float) plus manual equalization Two-stage (bulk, absorption) plus manual equalization
Supported battery types	Flooded, GEL, AGM, Custom
<b>Efficiency</b>	
Max. power conversion efficiency	94% (nominal 24V), 96% (nominal 48V)
<b>General specifications</b>	
Power consumption, night time	< 1 W
Battery temperature sensor	Included
Auxiliary output	Dry contact switching up to 60VDC, 30VAC, 8A
Enclosure material	Indoor, ventilated, aluminum sheet metal chassis with 22.22 mm and 27.76 mm (7/8 in and 1 in) knockouts and aluminum heat sink
IP degree of protection	IP20
Product weight	13.5 kg (29.8 lb)
Shipping weight	17.4 kg (38.3 lb)
Product dimensions (H x W x D)	76.0 x 22.0 x 22.0 cm (30.0 x 8.6 x 8.6 in)
Shipping dimensions (H x W x D)	87.0 x 33.0 x 27.0 cm (34.3 x 13.0 x 10.6 in)
Device mounting	Vertical wall mount
Ambient air temperature for operation	-20°C to 65°C (-4°F to 149°F), power derating above 45°C
Storage temperature range	-40°C to 85°C (-40°F to 185°F)
Operating altitude	Sea level to 2000 m (6562 ft)
System network and remote monitoring	Available
Warranty	Five-year standard
Part number	865-1032
<b>Regulatory approval</b>	
Safety	CSA Certified (UL1741, CSA 107.1) and CE Marked for the Low Voltage Directive (EN60178)
EMC	FCC and Industry Canada (Class B), CE Marked for the EMC Directive (EN50100-6-1, -6-3), C-Tick compliant
<b>Compatible products</b>	
Conext XW+ inverter/charger (230 V)	XW 7048 E product no. 865-7048-61 XW 8548 E product no. 865-8548-61
Conext XW+ inverter/charger (120/240 V)	XW 5548 NA product no. 865-5548-01 XW 6848 NA product no. 865-6848-01
Conext SW (230 V)	SW 2524 product no. 865-2524-61 SW 4024 product no. 865-4024-61 SW 4048 product no. 865-4048-61
Conext SW (120 V)	SW 2524 product no. 865-2524 SW 4024 product no. 865-4024 SW 4048 product no. 865-4048
Conext System Control Panel	Product no. 865-1060
Conext Automatic Generator Start	Product no. 865-1060
Conext ComBox	Product no. 865-1068
Conext portable installation and configuration tool	Product no. 865-1155-01

Specifications are subject to change without notice.

## **INVERSOR CARGADOR MARCA OUTBACK 24V 2500W**

- Nominal DC Tensión de entrada: 24 VDC
- Continua Potencia nominal a 25 ° C (77 ° F): 2500 VA
- AC Tensión/ frecuencia: 120 VAC 60 Hz
- Continua de salida RMS AC a 25 ° C (77 ° F): 20,8 amperios AC
- De energía en reposo: Completo: 20 Watts, Search: 6 Watts
- Eficacia típica: 92%
- Distorsión armónica total: típica 2% máximo del 5%
- Regulación de tensión de salida:  $\pm 2\%$
- Salida máxima Corriente: máxima 70 amperios AC, RMS 50 amperios de CA
- AC Corriente de entrada máxima: 60 amperios AC
- CA Rango de tensión de entrada (ajustable MATE): 80 a 150 VAC
- Entrada de CA Rango de frecuencia: 54-66 Hz
- Entrada de CC Rango de tensión de: 21,0 a 34,0 V CC
- Salida continua carga del acumulador: 55 amperios DC



## Anexo E. Tabla de conductores tabla 3 10-16 NTC 2050

Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores activos en una canalización, cable o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C

Tamaño nominal mm 2	Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)						Tamaño nominal AWGkcmil
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TW* TWD* CCE TWD- UV	RHW*, HHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT	RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2,	UF*	RHW*, XHHW*, BM-AL	RHW-2, XHHW, XHHW-2, DRS	
<b>Cobre</b>				<b>Aluminio</b>			
0,8235			14				18
1,307			18				16
2,082	20*	20*	25*	-----	-----	-----	14
3,307	25*	25*	30*	-	-	-	12
5,26	30	35*	40*				10
8,367	40	50	55				8
13,3	55	65	75	40	50	60	6
21,15	70	85	95	55	65	75	4
26,67	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,41	110	130	150	85	100	115	1
53,48	125	150	170	100	120	135	1/0
67,43	145	175	195	115	135	150	2/0
85,01	165	200	225	130	155	175	3/0
107,2	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,03	400	475	535	320	385	435	750
405,37	410	490	555	330	395	450	800
456,04	435	520	585	355	425	480	900
506,71	455	545	615	375	445	500	1000
633,39	495	590	665	405	485	545	1250
760,07	520	625	705	435	520	585	1500
886,74	545	650	735	455	545	615	1750
1013,42	560	665	750	470	560	630	2000
<b>FACTORES DE CORRECCIÓN</b>							
Temperatura ambiente °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura ambiente °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	----	0,58	0,71	----	0,58	0,71	56-60
61-70	----	0,33	0,58	----	0,33	0,58	61-70
71-80	----	----	0,41	----	----	0,41	71-80

\* A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (\*), no debe superar 15 A para 2,082 mm<sup>2</sup> (14 AWG); 20 A para 3,307 mm<sup>2</sup> (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm<sup>2</sup> (10 AWG), todos de cobre.

## Anexo F. Tabla de barrajes



CORRIENTE NOMINAL PARA BARRAS DE COBRE PINTADAS  
CORRIENTE ALTERNA DE 40 A 60 HZ.(AMPERIOS)

ANCHO* GRUESO (mm)	SECCIÓN (mm2)	1 barra (Amp)	2 barras (Amp)	3 barras (Amp)	4 barras (Amp)
12*2	23.5	125	225		
15*2	29.5	155	270		
15*3	44.5	185	330		
20*2	39.5	205	350		
20*3	39.5	245	425		
20*5	99.9	325	560		
25*3	74.5	300	520		
25*5	124	395	670		
30*3	89.9	355	610		
30*5	149	450	780		
40*3	119	460	790		
40*5	199	600	1000		
40*10	399	850	1500	2050	2800
50*5	249	720	1220	1750	2300
50*10	499	1030	1800	2450	3330
60*5	299	850	1430	1950	2850
60*10	599	1200	2100	2800	3700
80*5	399	1070	1900	2500	3200
80*10	799	1560	2500	3300	4500
100*5	499	1350	2300	3000	3800
100*10	999	1880	3100	4000	5400
120*10	1200	2200	3500	4500	6100
160*10	1600	2300	4400	5800	7800
200*10	2000	3350	5300	6900	9400

# Anexo G. Tabla de iluminancia RETILAP

	NIVELES DE ILUMINANCIA (lx)		
	Min.	Medio	Máx.
<b>Áreas generales en las edificaciones</b>			
Áreas de circulación, corredores	50	100	150
Escaleras, escaleras mecánicas	100	150	200
Vestidores, baños.	100	150	200
Almacenes, bodegas.	100	150	200
<b>Talleres de ensamble</b>			
Trabajo pesado, montaje de maquinaria pesada	200	300	500
Trabajo intermedio, ensamble de motores, ensamble de carrocerías de automotores	300	500	750
Trabajo fino, ensamble de maquinaria electrónica y de oficina	500	750	1000
Trabajo muy fino, ensamble de instrumentos	1000	1500	2000
<b>Procesos químicos</b>			
Procesos automáticos	50	100	150
Plantas de producción que requieren intervención ocasional	100	150	200
Áreas generales en el interior de las fábricas	200	300	500
Cuartos de control, laboratorios.	300	500	750
Industria farmacéutica	300	500	750
Inspección	500	750	1000
Balanceo de colores	750	1000	1500
Fabricación de llantas de caucho	300	500	750
<b>Fábricas de confecciones</b>			
Costura	500	750	1000
Inspección	750	1000	1500
Prensado	300	500	750
<b>Industria eléctrica</b>			
Fabricación de cables	200	300	500
Ensamble de aparatos telefónicos	300	500	750
Ensamble de devanados	500	750	1000
Ensamble de aparatos receptores de radio y TV	750	1000	1500
Ensamble de elementos de ultra precisión componentes electrónicos	1000	1500	2000
<b>Industria alimenticia</b>			
Áreas generales de trabajo	200	300	500
Procesos automáticos	150	200	300
Decoración manual, inspección	300	500	750
<b>Fundición</b>			
Pozos de fundición	150	200	300
Moldeado basto, elaboración basta de machos	200	300	500
Moldeo fino, elaboración de machos, inspección	300	500	750
<b>Trabajo en vidrio y cerámica</b>			
Zona de hornos	100	150	200
Recintos de mezcla, moldeo, conformado y estufas	200	300	500
Terminado, esmaltado, envidriado	00	500	750
Pintura y decoración	500	750	1000
Afilado, lentes y cristalería, trabajo fino	750	1000	1500
<b>Trabajo en hierro y acero</b>			
Plantas de producción que no requieren intervención manual	50	100	150
Plantas de producción que requieren intervención ocasional	100	150	250
Puestos de trabajo permanentes en plantas de producción	200	300	500
Plataformas de control e inspección	300	500	750